

4 Запасы и ресурсы углеводородов на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей

Недра Каспийского, Черного и Азовского морей нуждаются в существенной доразведке. В первую очередь это относится к российским секторам Черного и Азовского морей, где разведочные работы до сих пор в основном ограничивались сейсморазведкой. Как следствие, оценки запасов и ресурсов с течением времени претерпевают существенные изменения, как в сторону увеличения (в большинстве случаев), так и в сторону их уменьшения.

Косвенным свидетельством недостаточной изученности недр Каспийского, Черного и Азовского морей является приостановка многих проектов в силу неподтверждения наличия запасов после проведения разведочного бурения (например, Инам в Азербайджане; Тюб-Караган, Аташ, Курмангазы в Казахстане).

4.1. Каспийское море

Геологическое изучение акватории Каспийского моря, с целью поисков углеводородов, было начато в середине 40-х годов двадцатого века. В основном работы велись в акваториях Азербайджана и Туркмении. В то же время районы Среднего и Северного Каспия оставались практически неисследованными. Основным сдерживающим фактором являлось отсутствие в то время экологически безопасных методов поиска и освоения морских месторождений в зонах повышенной чувствительности экосистем. В середине 1970-х годов было принято решение о придании северной части Каспийского моря статуса заповедной зоны.

Вплоть до распада СССР поисково-разведочные работы преимущественно концентрировались в южной части Каспия. В период 1980-1992 годов на всей площади акватории была проведена сейсморазведка 2D объемом 225 тыс. погонных км, из которых более двух третей (149 тыс. км) приходилось на юг акватории, 51 тыс. км — на срединную часть и только 25 тыс. км — на северную.

После распада СССР деятельность всех прикаспийских государств на акватории Каспийского моря существенно активизировалась. К 1993 году региональные поисково-разведочные работы всей площади бассейна были фактически завершены. Более детальной разведкой были охвачены отдельные площади центральной и южной частей бассейна. В результате к тому времени было выделено 225 потенциальных углеводородных ловушек, из которых 47 были подготовлены для поискового бурения. Буровые работы выявили 20 месторождений нефти и газа, преимущественно в южной части бассейна, у побережья Азербайджана и Туркменистана.

В результате продолжавшихся разведочных работ оценки запасов и ресурсов непрерывно корректировались в основном в сторону увеличения, что можно увидеть из приведенной ниже таблицы.

Таблица 4.1. Изменение официальных и экспертных оценок ресурсов углеводородов в акватории Каспийского моря в течение 1988-2001 годов, млрд т нефтяного эквивалента

Категория запасов	Сектор					
	Азербайджанский	Иранский	Казахстанский	Российский	Туркменский	Всего акватория
Доказанные извлекаемые запасы (ABC1C2) - оценка 1988-1991 годов	0, 880	-	-	0,247	0,107	1,012
Официальные оценки начальных суммарных ресурсов (ABC1C2) 1988-1991 годов	2,76	-	2,95	1,15	1,5	8,36
Экспертная оценка начальных суммарных ресурсов Минэнерго и Минприроды РФ - оценка 2001 года (D1+D2)	7,400	1,500	7,500	2,950	2,600	21,950
Экспертная оценка начальных суммарных ресурсов - оценка ЛУКОЙЛа 2001 года (D1+D2)	3,8	...	8,1	1,7	2,2	15,8

Источник: данные Минэнерго и Минприроды РФ, а также компании «ЛУКОЙЛ»

В настоящее время нет единообразной оценки запасов и ресурсов углеводородов в акватории Каспийского моря.

Согласно оценкам западных компаний, запасы в Каспийском море насчитывают от 26 до 40 млрд т условного топлива.

В то же время трейдеры мировых бирж в 2010 году оперировали следующими величинами разведанных запасов, включая шельф и материк:

- Азербайджан — примерно 9,5 млрд т нефти и 850 млрд куб. м газа;
- Туркменистан — около 0,8 млрд т нефти и 7,5 трлн куб. м газа;
- Казахстан — примерно 4 млрд т нефти и 2,4 трлн куб. м газа.

4.1.1 Азербайджанский сектор

Согласно оценкам, датируемым первой половиной 2008 года, прогнозные извлекаемые запасы азербайджанского сектора Каспийского моря равны 3,7 млрд т условного топлива.

Разведочные работы в секторе очень часто не подтверждают первоначальных прогнозов о наличии промышленно значимых запасов углеводородов. Например, за последние 10 лет свою деятельность прекратили 9 международных консорциумов по разведке и добыче нефти и газа по причине неподтверждения запасов.

Среди прецедентов последних лет: в 2005 году компания ExxonMobil отказалась продолжать разведочное бурение на структуре Нахичевань после того, как не обнаружила значительных запасов углеводородов по итогам бурения первой разведочной скважины. Ее бурение обошлось ExxonMobil почти в \$80 млн. Глубина скважины превысила 6 тыс. м. Аналогичный результат дало бурение на структуре D-222 Ямало-Самурского блока и блока Инам.

Наиболее точно можно говорить о величине запасов применительно к уже введенным в промышленную разработку проектам: Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) и Шах-Дениз.

Извлекаемые запасы первого равны около 1 млрд т нефти и 140-150 млн куб. м попутного нефтяного газа. Запасы глубокозалегающего газа на месторождениях АЧГ оцениваются в 500 млрд куб. м.

Подтвержденные запасы Шах-Дениза — 1,2 трлн куб. м газа и 280 млн т газового конденсата.

4.1.2 Казахстанский сектор

В настоящее время прогнозные ресурсы казахстанского сектора Каспийского моря оцениваются в 8 млрд т условного топлива (оценка Правительства Республики Казахстан, оценка бирж – см. выше).

Наиболее освоенным в казахстанском секторе Каспийского моря следует признать Северо-Каспийский проект, включающий месторождение Кашаган. Извлекаемые запасы жидких углеводородов на месторождениях проекта следующие (оценка 2010 года):

- Кашаган – 1 475 млн т (приняты на баланс Республики Казахстан);
- Каламкас-море – 57 млн т;
- Юго-Западный Кашаган – 6 млн т;
- Актоты – 100 млн т;
- Кайран – 56 млн т.

Всего извлекаемые запасы в рамках проекта — 1 694 млн т. Прогнозные запасы газа на месторождениях проекта — около 10 трлн куб. м.

В то же время в казахстанском секторе в 2010-2011 годах было закрыто много проектов, ранее признававшихся перспективными. К ним относятся:

- Тюб-Караган;
- Аташ;
- Курмангазы;
- Южное Забурунье.

Остальные проекты в казахстанском секторе находятся в той или иной стадии разведочных работ. Вполне возможно, что оценки их запасов и ресурсов могут быть пересмотрены как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

4.1.3 Российский сектор

В течение 2005-2011 годов оценка извлекаемых ресурсов российского сектора Каспийского моря постоянно изменялась. По оценке Министерства природных ресурсов России образца 2005 года начальные геологические ресурсы российского сектора Каспийского составляли 4,6% от всех суммарных шельфовых ресурсов России.

Так еще в 2005 году эксперты (в основном из компании «ЛУКОЙЛ») их оценивали в 4,5 млрд т условного топлива (из них на «ЛУКОЙЛ» приходилось 1,93 млрд т — 42% от общего количества).

В первой половине 2008 года эти оценки изменились. Суммарные ресурсы были равны 3,5 -4,0 млрд т условного топлива (из них на «ЛУКОЙЛ» приходится 2,7-3,0 млрд т- около 85% от общего количества).

Общая сумма извлекаемых запасов нефти и газа российского сектора более чем на 98% формируется за счет открытых на Северном блоке месторождений. Применительно к остальным проектам на российском секторе по состоянию на начало осени 2008 года можно было говорить, в основном, только о ресурсах углеводородов. С учетом сказанного выше извлекаемые запасы нефти и конденсата по категориям (A+B+C1) на начало 2008 года были равны 34 млн т, C2 — примерно 285 млн т, запасы свободного газа (A+B+C1) — 110 млрд куб. м, C2 — 380 млрд куб. м.

В 2011 году Министерство природных ресурсов России обнародовало новые данные по разведанным запасам в российском секторе Каспийского моря. Они составляют 2,95 млрд т нефти и 3,1 трлн куб. м газа.

4.1.4 Туркменский сектор

По оценкам Министерства нефти, газа и минеральных ресурсов Туркменистана, прогнозные извлекаемые запасы туркменского сектора Каспийского моря оценивались, по состоянию на начало 2008 года, в 2,2 млрд т условного топлива (биржевые оценки – см. выше).

Наиболее достоверны данные по запасам по Челекену и Блоку-1, где уже добываются углеводороды.

По оценке Dragon Oil, месторождения Челекена содержат 177,8 млн баррелей доказанных запасов нефти (643,4 млн баррелей доказанных и вероятных запасов) и, по оптимистичным прогнозам, 40,1 млрд куб. газа

Согласно оценке специалистов Petronas, выполненной после завершения программы разведочного бурения, извлекаемые запасы Блока-1 составляют по крайней мере 1 трлн куб. м газа, более чем 200 млн т нефти и более чем 300 млн т газового конденсата.

В то же время бурение двух разведочных скважин на блоках 11 и 12 не выявило притоков углеводородов. Оператор проекта Wintershall отказывается называть данные по запасам блоков до окончания геологоразведочных работ.

Запасы блоков 21 и 23 могут быть пересмотрены в ходе продолжающейся геологической разведки.

4.2. Черное море

В акватории Черного моря наиболее освоенным следует считать украинский сектор. Некоторые газовые месторождения, находящиеся в районе Крыма, уже входят в стадию падающей добычи, другие месторождения (около острова Змеиный) только вводятся в промышленную разработку.

В то же время для российского, грузинского и абхазского секторов характерно проведение разведочных работ без бурения разведочных скважин.

4.2.1 Грузинский и абхазский сектора

Прогнозные геологические запасы нефти на блоках грузинского сектора достигают 200 млн т. Данная оценка проведена при отсутствии разведочного бурения в грузинском секторе.

Прогнозные геологические запасы в абхазском секторе Черного моря оцениваются в 220-270 млн т нефти. Эти оценки приводятся также без проведения поисково-разведочного бурения в этом секторе.

4.2.2 Российский сектор

Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти в секторе оцениваются в 650-700 млн т нефти и 400 млн куб. м газа. Поисково-разведочное бурение в российском секторе Черного моря не проводилось.

Ресурсы расположены в районах Туапсинского прогиба, на Юго-Восточной и Северо-Западной площадях, в пределах Западно-Черноморского и Южно-Черноморского участков (включая вал Шатского). Разведочное бурение в российском секторе начнется не ранее 2016 года. Оно будет проходить в местах, где глубина моря равна 2 тыс. м и даже более.

4.2.3 Украинский сектор

Согласно оценкам украинских экспертов, извлекаемые ресурсы украинского сектора Черного моря в 2008 году оценивались в 1,207 млрд т условного топлива, в том числе северо-западный шельф Черного моря — 604 млн т, континентальный склон и глубоководная впадина — 346 млн т, Прикерченский шельф — 257 млн т.

Извлекаемые запасы газа месторождений «Черноморнефтегаза» (Украина) — порядка 40 млрд куб. м.

Промышленные запасы Субботинской площади — 100 млн т нефти. Согласно заявлениям представителей «Черноморнефтегаза», данная цифра была подтверждена в результате поисково-разведочного бурения.

В январе 2012 года глава правления НАК «Нафтогаз Украины» Евгений Бакулин обнародовал новые данные по запасам углеводородов в украинском секторе Черного моря. Потенциальные запасы ресурсов водородов мелководной части оцениваются в размере 1,5 млрд т условного топлива, а в глубоководной части Черного моря — от 3 до 6 млрд т условного топлива.

4.3. Азовское море

В акватории Азовского моря наиболее разведан украинский сектор. В его акватории уже ведется добыча на трех газовых месторождениях, еще три месторождения законсервированы из-за недостатка средств у оператора проектов — ГАО «Черноморнефтегаз» (Украина). В российском секторе наиболее разведан участок, осваиваемый в рамках Темрюкско-Ахтарского проекта компании «Приазовнефть».

4.3.1 Российский сектор

Запасы и перспективные ресурсы нефти и газа в секторе сосредоточены в основном в районе реализации Темрюкско-Ахтарского проекта «Приазовнефти». В настоящее время извлекаемые запасы нефти в рамках проекта равны 55 млн т. Оценка перспективных ресурсов нефти и газа в том же районе, сделанная «Приазовнефтью», представлена в таблице ниже.

Таблица 4.2. Оценка перспективных ресурсов нефти и газа в рамках Темрюкско-Ахтарского проекта (по состоянию на 2009 год)

Структура	нефть, тыс. т	растворенный газ, млн куб. м	свободный газ, млн куб. м
Геленджикская	50038	10886	14589
Прибрежная-море	80225	60747	0
Тиздар-море	32226	1022	0
Апрельская	3796	2927	0
Жестеровская	4774	4544	0
Новая	7777	2512	0
Всего:	178836	82638	14589

Источник: ОАО НК «Приазовнефть»

Примечание. В таблице приведена оценка на начало 2009 года.

4.3.2 Украинский сектор

Украинский сектор Азовского моря является наиболее изученным. На его акватории расположены шесть преимущественно газовых месторождений. Извлекаемые запасы разрабатываемых и законсервированных месторождений газа — примерно 20 млрд куб. м.

Извлекаемые ресурсы в секторе, согласно оценкам ГАО «Черноморнефтегаз» (Украина), оцениваются в 325 млн т условного топлива.

5 Основные компании, занимающиеся добычей на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей

5.1. Каспийское море

В Каспийском море после 1991 года некогда единый советский сектор разделился на российский, казахстанский, туркменский и азербайджанский сектора. В каждом из них продолжают геологоразведочные работы, а часть открытых месторождений готовится к промышленной разработке. Однако подходы к привлечению компаний - разработчиков проектов в этих странах бывшего СССР выбраны различные. Если Россия делает упор на участии в проектах отечественных крупных нефтегазовых компаний, то Азербайджан, Казахстан и Туркмения активно сотрудничают с иностранными компаниями, включая российские компании.

5.1.1 Азербайджанский сектор

Основной тенденцией в азербайджанском секторе Каспия можно признать широкое привлечение иностранных инвесторов для разработки местных нефтегазовых месторождений при сохранении контроля над ситуацией за государством.

Де-факто мониторинг и контроль за участниками проектов организован за счет присутствия в их числе Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР). В частности, доля ГНКАР в крупнейших проектах: Азери-Чираг-Гюнешли —11,60%, и Шах Дениз – 10%.

Привлечение крупных транснациональных компаний решает проблемы инвестиций и технологий при разработке месторождений, причем на территории Азербайджана весьма часто применяется режим СРП.

Основные игроки сектора:

- BP (Азери-Чираг-Гюнешли, Шах Дениз);
- Chevron (АЧГ);
- ExxonMobil (АЧГ);
- Amerada Hess (АЧГ);
- Inpex Corp (АЧГ);
- Itochu Oil (АЧГ);
- StatoilHydro (АЧГ, Шах-Дениз);
- ТРАО (АЧГ, Шах Дениз);
- «ЛУКОЙЛ» (Шах Дениз);
- Total (Шах Дениз).

- NICO (бывшая OIEC, Иран, Шах Дениз);

Проект Инам, в реализации которого принимала участие Royal Dutch/Shell в настоящее время приостановлен, так бурение не подтвердило наличия запасов углеводородов на контрактной площади.

Devon Energy, которая являлась одним из участников проекта АЧГ, в 2010 году продал свою 5,63-процентную долю BP (3,29%), Chevron (0,99%), Inpex (0,96%) и Itichu (0,38%). Таким образом эта компания прекратила работу в азербайджанском секторе Каспийского моря.

5.1.2 Казахстанский сектор

В настоящее время на казахстанском шельфе на условиях СРП реализуется семь проектов по разведке и добыче углеводородов:

- Северо-Каспийский;
- Жамбай;
- Жемчужины;
- Бузачи Нефть (Северо-Восточный Каратурун);
- проект «Н» (Нурсултан);
- Жамбыл;
- Сатпаев.

Реализация проектов Курмангазы, Тюб-Караган и «Аташ» в 2011 году остановлена вследствие того, что разведочные работы не подтвердили промышленных запасов углеводородов. Вследствие этого присутствие в казахстанском секторе Каспийского моря российского «ЛУКОЙЛа» сократилось. Он остался только в проекте Жамбай. «Роснефть» и «Зарубежнефть», участвовавшие только в проекте Курмангазы, фактически ушли из региона.

Для реализации большинства перечисленных проектов широко привлечены иностранные компании. Их деятельность достаточно детально контролируется казахстанскими властями. Одним из способов осуществления контроля можно считать участие государственной компании «КазМунайГаз» (иногда в лице своего дочернего предприятия «КазМунайТениз») в наиболее крупных проектах (Северо-Каспийском, «Жемчужины», Жамбае, проекте «Н», Жамбыле и Сатпаеве).

В самом Северо-Каспийском проекте задействованы крупнейшие мировые компании: Total, ExxonMobil, Agip, Royal Dutch/Shell, ConocoPhillips, Inpex. Данная особенность объясняется как стремлением привлечь иностранные инвестиции, так и желанием казахстанской стороны получить доступ к передовым технологиям.

В проекте «Жемчужины» участвуют (через свои дочерние предприятия) Royal Dutch/Shell и Oman Oil, в рамках проекта Жамбай работает Repsol, в проекте Жамбыл задействована Korean National Oil Company (KNOC).

В 2011 году в казахстанский сектор Каспийского моря вошел Statoil. Компания подписала с «Казмунайгазом» соглашение о принципах по участку Абай.

В 2011 году в проект Сатпаев вошла индийская компания ONGC Videsh Limited.

Несколько особняком от главной тенденции — привлечения крупных компаний — отстоит работа независимой ТОО «Бузачи Нефть» (не путать с Buzachi Operating Ltd.- прим.) на шельфе Каспия.

5.1.3 Российский сектор

В российском секторе Каспийского моря в настоящее время работают следующие компании:

- «ЛУКОЙЛ»;
- «Роснефть» (акционер «Каспийской нефтяной компании»);
- «Газпром» (является акционером «ЦентрКаспнефтегаза» и ООО «Каспийская нефтяная компания»);
- Gunvor (акционер «Петроресурса», контролируется Геннадием Тищенко)
- Wintershall (Германия);
- Lundin Petroleum (Швеция, акционер «Петроресурса»);
- Total (Хвалынское месторождение);
- GDF Suez (Хвалынское месторождение);
- Timan Oil and Gas (зарегистрирована в Великобритании, контролируется владельцем Национального резервного банка Александром Лебедевым).

Наиболее крупным игроком российского сектора Каспийского моря является «ЛУКОЙЛ». Он добился наибольших успехов в освоении месторождений Северного блока, ввел в промышленную разработку месторождение им. Ю.Корчагина, активно осваивает месторождение им. В.Филановского, а также работает на паритетных условиях с «Газпромом» на Центральном блоке. Можно прогнозировать, что в дальнейшем его доминирующее положение в российском секторе сохранится. Эта ситуация предопределена тем, что на его лицензионных блоках сосредоточено до 85% прогнозных ресурсов сектора.

В настоящее время «Роснефть» опосредованно, через «Каспийскую нефтяную компанию», продолжает работать на Северо-Каспийском участке.

Третий крупнейший игрок сектора — «Газпром». Он через предприятия «ЦентрКаспнефтегаз» и ООО «Каспийская нефтяная компания» ведет разработку Центрального блока и Северо-Каспийского участка.

Timan Oil осваивает Избербашский и Сулакский блоки (оба – Timan Oil).

Lundin Petroleum намерена выйти из региона, так как разведочные работы не показали наличия значительных запасов углеводородов на Лаганском блоке.

5.1.4 Туркменский сектор

В целом идеология выбора инвесторов в туркменском секторе Каспия схожа с ситуацией в азербайджанском секторе: в этом случае привлекаются зарубежные нефтегазовые компании:

- Dragon Oil (Челекен);
- Petronas Charigali (блок 1);
- Wintershall (блоки 11,12);
- Maersk Oil (блоки 11,12);
- ONGC Mittal Energy Ltd (блок 11,12).
- RWE (блок 23);
- «Итера» (блок 21, потенциально блоки 29, 30, 31);
- «Зарубежнефть» (блок 21, потенциально блоки 29, 30, 31);
- «Роснефть» (может войти в проект по блоку 21, потенциально блоки 29, 30, 31).

5.2. Черное море

В Черном море наибольшая активность проявляется при освоении украинского сектора — в его пределах многие месторождения разрабатываются давно, причем часть из них (например, Голицинское газовое) даже вышли в стадию падающей добычи. В российском секторе продолжаются геологоразведочные работы. В то же время работы в грузинском секторе ведутся в весьма медленном темпе, а в абхазском секторе работы реально еще не начаты.

5.2.1 Грузинский и абхазский сектора

Работы в секторе (на шельфовом участке вдоль побережья от Аджарии до Поты) ведутся консорциумом, в который входят Anadarko (48%), «Грузнефть» (24,5%), Turkish Petroleum (13,5%), Unocal (10%), JKC (4%). О конкретных их результатах информации нет.

По заявлению агентства нефти и газа Грузии, Anadarko не уходила из страны, и компании никто не отказывал в продлении лицензии. В настоящее время ведется согласование второго этапа договора, который предусматривает начало поисково-разведочных и эксплуатационных буровых работ.

Весной 2009 года власти Абхазии и компания «Роснефть» подписали соглашение, согласно которому «Роснефть», в частности, развернет работы на прилегающем шельфе. Однако по состоянию на начало 2012 года работы не начаты.

5.2.2 Российский сектор

Наиболее крупным игроком в российском секторе Черного моря является «Роснефть», которая ведет работы на Туапсинском прогибе, реализует Западно-Черноморский проект и в конце 2010 года получила разведочную лицензию на Южно-Черноморский участок. В 2011 году компания вела переговоры о покупке ЗАО «Черноморнефтегаз». Однако сделка не была завершена.

Еще одним значимым игроком можно считать российское ЗАО «Черноморнефтегаз». Компания владеет четырьмя геологоразведочными лицензиями: на Юго-Восточную и Северо-Западную площади в Черном море, а также на Палеозойский и Високосный участки в акватории Азовского моря. В 2011 году появилась информация о том, что ее могут лишить лицензий на Юго-Восточную и Северо-Западную площади в Черном море, а лицензии на эти площади без аукциона получит «Роснефть».

5.2.3 Украинский сектор

В этом районе в большинстве случаев ведет работы украинское государственное акционерное общество (ГАО) «Черноморнефтегаз» (по-украински «Черноморнафтогаз», входит в состав «Нафтогаза Украины»), специализирующееся на разведке и последующей разработке морских газовых и нефтяных месторождений. В структуру активов данной компании, в частности, входят:

- береговая производственная база обеспечения морских работ и обустройства морских месторождений, включающая комплекс по изготовлению металлоконструкций, платформ, секций морских газопроводов, ремонтно-механические цеха, складские помещения, погрузочно-разгрузочные средства и пр.;
- специализированный порт Черноморск с причальным фронтом, протяженностью 1,7 тыс. м, с хорошо защищенной акваторией, судоремонтным комплексом и участком подводно-технических работ;
- технологический флот в составе 22 единиц плавсредств, в том числе 12 судов, среди них крановые суда, суда снабжения, аварийно-спасательные, противопожарные, водолазные и другие суда;
- 9 морских газодобывающих стационарных платформ, с размещенным на них технологическим оборудованием, средствами контроля, связи и др.;
- 2 плавучие самоподъемные буровые установки (СПБУ) «Сиваш» и «Гаврида» способные бурить эксплуатационные и разведочные скважины глубиной до 6000 м при глубинах моря

70 м. СПБУ «Таврида» имеет контелевер и может бурить эксплуатационные скважины на стационарных платформах;

- газотранспортная система Крыма, связанная с газотранспортной системой Украины и включающая более 1,2 тыс. км магистральных газопроводов, в том числе 282 км морских.
- подземное хранилище газа активной емкостью первой очереди 1 млрд куб. м и полной емкостью 3 млрд куб. м.

Для бурения эксплуатационных скважин «Черноморнефтегаз» 2011 году приобрел буровую установку, способную работать при глубинах моря в 90 м и более. В первом квартале 2012 года она начала работать на Субботинском месторождении. Еще одну буровую установку «Черноморнефтегаз» приобретет в течение 2012 года.

В украинский сектор Черного моря вошел «ЛУКОЙЛ». В 2010 году Правительство Украины одобрило меморандум о равнодолевом СП (50% — «Черноморнефтегаз», 50% — «ЛУКОЙЛ»), которое будет заниматься освоением Одесского, Безымянного и Субботинских месторождений. В начале февраля 2012 года договор о создании СП был согласован в Министерстве энергетики и угольной промышленности Украины.

На Прикерченском участке работает Vanco Energy Company. В апреле 2006 года победителем конкурса на разработку этого участка стала Vanco Energy Company. В мае 2008 года украинский Кабинет Министров принял решение об одностороннем выходе из соглашения с Vanco. Между тем в конце июня 2008 года Межведомственная рабочая группа, которая должна была проверить законность соглашения с Vanco, признала соглашение действующим и юридически действительным. В 2011 году Украина и Vanco в ходе судебных разбирательств подписали мировое соглашение.

5.3. Азовское море

Азовское море отличается тем, что в украинской акватории имеются уже освоенные или подготовленные к освоению месторождения, а в российской его части компании — операторы только бурят разведочные скважины.

5.3.1 Российский сектор

Заметным игроком в российском секторе можно считать ОАО НК «Приазовнефть», реализующее Темрюкско-Ахтарский проект. Его акции в настоящее время распределены следующим образом: «Роснефть» — 57,5%, «ЛУКОЙЛ» — 42,5%.

Значительным игроком является российское ЗАО «Черноморнефтегаз». Контрольный пакет акций ЗАО «Черноморнефтегаз» принадлежит «Новолипецкому металлургическому комбинату, миноритарные акционеры — российские и зарубежные частные лица, а также «Роснефть». Компания владеет разведочными лицензиями на Палеозойский и Високосный участки в акватории Азовского моря. В 2011 году «Роснефть» вела переговоры о покупке «Черноморнефтегаза», но сделка так и не была завершена.

5.3.2 Украинский сектор

Основным игроком в данном секторе Азовского моря является ГАО «Черноморнефтегаз» (Украина). На его балансе в Азовском море находятся шесть месторождений: Стрелковое, Морское, Северо-Керченское, Северо-Казантипское, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское. Кроме промышленной разработки перечисленных месторождений оно продолжает вести геологоразведочные работы.

6 Проекты по разведке и добыче на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей

6.1. Каспийское море

6.1.1 Азербайджанский сектор

Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ)

Запасы и ресурсы

Извлекаемые запасы АЧГ равны около 1 млрд т нефти и 140-150 млрд куб. м попутного нефтяного газа. Запасы глубокозалегающего газа на месторождениях АЧГ оцениваются в 500 млрд куб. м.

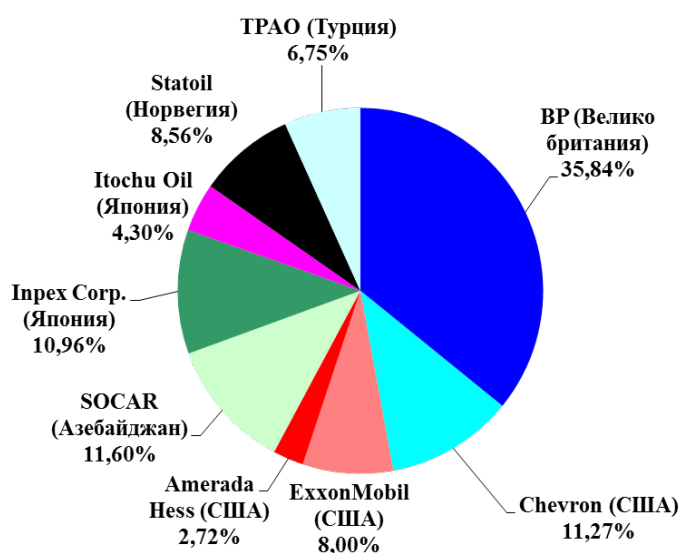
Условия

Глубина скважин – около 2,5-3,5 тыс. м при глубинах воды до 300 м.

Игроки (операторы проекта)

Лицензия на разведку и добычу принадлежит ВР Азербайджан (дочернее предприятие компании ВР). Оператор – ВР.

График 6.1. Участники проекта освоения месторождений Азери-Чираг-Гюнешли



Источник: данные компаний

Примечание. Devon Energy в 2010 году продал свою 5,63-процентную долю ВР (3,29%), Chevron (0,99 %), Inpex (0,96 %) и Itochu (0,38 %).

Состояние разведки

Основной объем разведочных работ на блоке уже выполнен. Проект продолжает успешно реализовываться и в ближайшее время перейдет в фазу полномасштабной разработки.

Добыча и бурение

В 2008 году ПО «Азнефть» на месторождении Гюнешли ввело в эксплуатацию 15 добывающих скважин, в том числе 8 нефтяных и 7 газовых. Бурение новых скважин осуществлялось в рамках газовой программы ГНКАР на 2006-2008 годы.

По состоянию на начало 2012 года на АЧГ было пробурено 84 скважины (57 добывающих и 27 нагнетательных). Согласно новым планам разработки месторождений проекта, количество скважин будет доведено до 312 единиц.

Азербайджанская международная операционная компания (АМОК) планирует реализацию новой, четвертой фазы разработки блока месторождений Азери-Чираг-Гюнешли, речь идет о проекте разработки продуктивного пласта «Балаханы» по всей контрактной площади. В 2007 года на АЧГ добыто около 33 млн т нефти, в 2008 году объем добычи нефти составил около 47 млн т, в 2009 году – примерно 40,3 млн т, в 2010 году — 40,6 млн т, в 2011 году — 36,9 млн т. Объем добычи попутного газа в 2010 году – 12,2 млрд куб. м

В 2011 году американская компания KBR заключила соглашение с ВР о разработке нового добывающего проекта «Чираг» в рамках разработки месторождений «Азери-Чираг-Гюнешли». KBR осуществит проектировку новой платформы, которая будет установлена на блоке месторождений. Новый проект Chiragoilproject (COP) планируется начать в 2013 году.

Реализация проекта, который предусматривает установку новой добывающей платформы, позволит увеличить суточную добычу на 100 тыс. баррелей в сутки. Платформа COP будет установлена на глубине воды около 170 м. Она рассчитана на бурение 48 скважин. В проекте COP будет использоваться существующая трубопроводная инфраструктура. Предусмотрено строительство второй платформы.

Запасы нефти в рамках этого проекта оцениваются в 331 млн баррелей. С первой платформы, строительство которой предполагается завершить в 2013 году, будет пробурено 28 добывающих и 17 нагнетательных скважин. Добыча первой нефти начнется в третьем квартале 2013 года. Для ускорения реализации проекта будет осуществляться опережающее бурение с плавучей буровой установки «Деде Горгуд».

Завершение строительства платформы на «Чираге» в 2013 году позволит обеспечить добычу в 100 тысяч баррелей нефти в сутки и продлит период стабильной добычи на год. От строительства платформы на «Азери» в 2015 году ожидается аналогичный результат.

Инвестиционная программа

В 2008 году ВР планировала потратить \$611 млн на эксплуатационные расходы и \$1,93 млрд на капвложения в проект.

В 2009 году эксплуатационные затраты по проекту составили \$426 млн, а капитальные затраты — \$1,648 млрд.

В 2010 году операционные затраты по проекту были равны \$628 млн, а капитальные затраты — на уровне \$1,998 млрд.

Технические средства и подрядчики

Добыча ведется с платформ: Чираг, Центральное Азери (ЦА), Западное Азери (ЗА) Восточное Азери (ВА).

На платформе Чираг эксплуатируются 19 скважин (13 нефтедобывающих и 6 водонагнетательных). На платформе ЦА эксплуатируются 15 скважин (12 нефтедобывающих и три газонагнетательных). На платформе ЗА эксплуатируются девять скважин, восемь из которых нефтедобывающие. С платформы ВА в настоящее время добывается нефти из семи нефтедобывающих скважин.

В апреле 2008 года началась добыча на глубоководной части месторождения Гюнешли. В этом районе в 2009 году продолжено эксплуатационное бурение. Весной 2009 года здесь сдана скважина №78.

Бурение ведется установкой «Деде Горгуд», используются крановое судно «Азербайджан», трубоукладочная баржа «Исрафил Гусейнов».

Газ транспортируется по подводному газопроводу протяженностью 48 км, нефть - по нефтепроводу протяженностью 178 км с платформы Чираг-1 до специально построенного терминала в Сангачалах.

Подрядчиком при буровых работах являлось ПО «Азнефть» (структура ГНКАР).

7 Прогноз объемов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей

Прогноз объемов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также прогноз объемов добычи в разных секторах Каспийского, Черного и Азовского морей методически основан на трех сценариях, которые отличаются друг от друга учетом следующих рисков:

- а) риска неподтверждения прогнозов относительно запасов (ресурсов) на том или ином лицензионном участке (геологический риск);
- б) риска неурегулированности вопросов делимитации морских границ (политический риск);
- с) риска дефицита финансовых ресурсов для реализации проектов.

В соответствии с вышесказанным при формировании **сценария 1 (базовый сценарий)** принимались следующие допущения:

Мы полагаем, что в стадии промышленной разработки в период 2008-2020 годов будут находиться:

- полностью подготовленные к освоению месторождения (например, месторождения, расположенные в пределах российского Северного блока Каспийского моря);
- уже разрабатываемые месторождения (например, Азери-Чираг-Гюнешли, Азербайджан);
- разведанные месторождения, где запасы подтверждены в результате уже проведенного успешного разведочного бурения.

В **сценарии 1** предполагается, что на тех месторождениях, где было проведено разведочное бурение, не показавшее наличие притоков углеводородов, работы закончатся на этапе разведочного бурения (например, структура Курмангазы в казахстанском секторе Каспийского моря, проект Инам в Азербайджане).

В рамках **сценария 2 (высокий сценарий)** предполагается, что в процесс разработки, помимо месторождений, учитываемых в **сценарии 1**, вовлекаются те месторождения, на которых уже проводится разведочное бурение, не давшее отрицательных результатов, а также те месторождения, где разведочное бурение планируется начать в ближайшие 3-4 года. Кроме того, предполагается, что на новых месторождениях продолжится разведочное бурение, которое подтвердит наличие промышленных запасов углеводородов.

В **сценарии 3 (оптимистичный сценарий)**, в дополнение к **сценарию 2**, предполагается, что вопросы делимитации морских границ и/или совместного использования ресурсов недр будут урегулированы к 2015-2017 году (данное предположение имеет высокий временной риск). Этот

срок весьма условен, так как предыдущий опыт показывает, что даже начавшиеся переговоры (например, России и Украины, Украины и Румынии) неоднократно по разным причинам затягивались.

Для целей анализа принимается, что все проекты обеспечены необходимым финансированием.

7.1. Каспийское море

7.1.1 Азербайджанский сектор

На рубеже 1990-х - 2000-х годов в пределах акватории азербайджанского сектора Каспия было выявлено порядка 140 перспективных нефтегазоносных структур, которые потенциально могли дать промышленные притоки углеводородов. Однако проведенные затем геологоразведочные работы и в отдельных случаях разведочное бурение (в 1997-2002 годах) заставили снизить оценки ресурсов в границах сектора.

В частности, после того как американская Chevron провела разведку блока Апшерон в азербайджанской части шельфа в конце 90-х годов, ей пришлось констатировать, что там были обнаружены «незначительные запасы углеводородов». Правда, другой недропользователь – Total – в сентябре 2011 года все-таки объявил об открытии месторождения Апшерон со значительными запасами углеводородов.

Другой иностранный оператор, итальянский Agip, обнародовал отрицательные итоги бурения оценочной скважины на блоке Кюрдаши.

Затем американская ExxonMobil сообщила об отсутствии нефти в разведочной скважине, пробуренной в прибрежной зоне Огуз.

Французская TotalFinaElf вообще отказалась бурить вторую разведочную скважину на блоке Ленкорань-Талыш-Дениз после неудачных результатов бурения первой скважины.

Бурение на Яламо-Самуре пока также не показало притоков углеводородов. Этот проект де-факто остановлен.

В 2009 году была приостановлена реализация проекта Инам, вследствие того, что разведочное бурение не показало положительных результатов.

Таким образом реальные работы в секторе в настоящее время проводятся в рамках двух проектов:

- Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ);
- Шах-Дениз.

Проекты освоения месторождений Апшерон и Умид по состоянию на начало 2012 года находились на стадии геологоразведочных работ.

Еще один проект, который в будущем может быть реанимирован — освоение блока Араз-Алов-Шарг (ААШ) — является предметом территориальных споров между Азербайджаном и Ираном.

Сценарий 1

В рамках данного сценария эксплуатационное бурение в азербайджанском секторе связано прежде всего с продолжением реализации проекта АЧГ, где планируется разработка новых пластов. Согласно новым планам разработки месторождений проекта, количество скважин будет доведено до 312 единиц.

На месторождении Шах-Дениз в 2012-2013 годах начнется реализация второй стадии проекта, после чего годовой объем добычи газа достигнет 16 млрд куб. м.

В 2012-2020 годах на месторождениях Апшерон и Умид будет пробурено по две разведочных скважины.

Таблица 7.3. Прогноз количества пробуренных скважин в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах, единиц (сценарий 1)

Название блока	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Азери-Чираг-Гюнешли									
Шах-Дениз									
Апшерон									
Умид									

Источник: данные компаний, анализ RPI

Примечание 1. Здесь и далее в таблицах обозначены: «э» - эксплуатационные скважины, «р» - поисково-разведочные скважины.

Примечание 2. Здесь и далее в таблицах нагнетательные скважины включены в число эксплуатационных.

Таблица 7.4. Прогноз объемов разведочного и эксплуатационного бурения в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах (сценарий 1)

Название блока	Кол-во разв. скв., ед.	Объем проходки в разв. бур., тыс. м	Кол-во экспл. скв., ед.	Объем проходки в экспл. бур., тыс. м
Азери-Чираг-Гюнешли				
Шах-Дениз				
Апшерон				
Умид				
Всего				

Источник: данные компаний, анализ RPI

Сценарий 2

Сценарий 2 отличается от сценария 1 тем, что в его рамках в промышленную разработку вводится месторождение Апшерон, и на нем в 2016-2018 годах производится интенсивное эксплуатационное бурение.

Таблица 7.3. Прогноз количества пробуренных скважин в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах, единицы (сценарий 2)

Название блока	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Азери-Чираг-Гюнешли									
Шах-Дениз									
Апшерон									
Умид									

Источник: данные компаний, анализ RPI

Таблица 7.4. Прогноз объемов разведочного и эксплуатационного бурения в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах (сценарий 2)

Название блока	Кол-во разв. скв., ед.	Объем проходки в разв. бур., тыс. м	Кол-во экспл. скв., ед.	Объем проходки в экспл. бур., тыс. м
Азери-Чираг-Гюнешли				
Шах-Дениз				
Апшерон				
Умид				
Всего				

Источник: данные компаний, анализ RPI

Сценарий 3

Данный сценарий в принципе может иметь место, если предположить, что до 2015-2017 годов будут урегулированы территориальные споры между Ираном и Азербайджаном. В этом случае может возобновиться разведочное бурение на блоке Араз-Алов-Шарг (ААШ), прерванное компанией ВР из-за угрозы возникновения вооруженных столкновений в начале 2000-х годов.

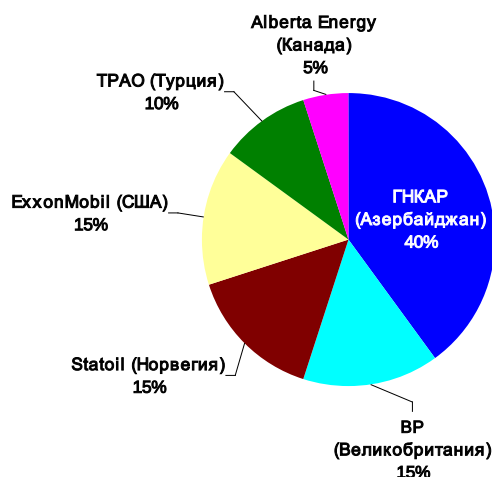
Контракт на разведку и разработку перспективного блока ААШ был подписан 21 июля 1998 года и ратифицирован парламентом Азербайджана 18 декабря того же года. Оператор проекта ААШ- ВР.

Структура Араз расположена в 125 км от южного берега азербайджанского сектора Каспия, Алов — в 135 км, Шарг — в 132 км.

Глубина моря на блоке составляет 650-700 м, глубина залегания углеводородов достигает 5,2-6 тыс. м. Оценочные запасы блока составляют 1 млрд куб. м природного газа, сумма необходимых инвестиций на разработку – примерно \$9 млрд.

В случае возобновления работ на блоке здесь в течение 2015- 2020 годов может быть пробурено порядка трех разведочных скважин.

График 7.1. Участники проекта освоения месторождений Араз-Алов-Шарг



Источник: данные компаний

Таблица 7.5. Прогноз количества пробуренных скважин в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах, единиц (сценарий 3)

Название блока	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Азери-Чираг-Гюнешли									
Шах-Дениз									
Апшерон									
Умид									
Араз-Алов-Шарг									

Источник: анализ RPI

Таблица 7.6. Прогноз объемов разведочного и эксплуатационного бурения в азербайджанском секторе Каспийского моря в 2012-2020 годах (сценарий 3)

Название блока	Кол-во разв. скв., ед.	Объем проходки в разв. бур., тыс. м	Кол-во экспл. скв., ед.	Объем проходки в экспл. бур., тыс. м
Азери-Чираг-Гюнешли				
Шах-Дениз				
Апшерон				
Умид				
Араз-Алов-Шарг				
Всего				

Источник: анализ RPI

10 Приложение 1. Перечень предприятий, которые могут поставлять буровое оборудование и платформы для освоения месторождений на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей

В нижеприведенный перечень включены предприятия, которые:

- уже производят технологическое шельфовое оборудование (платформы или буровые установки) или суда (например, «Астраханский корабел» или Выборгский судостроительный завод);
- предприятия, которые в настоящее время не производят оборудование или технику для освоения шельфа, однако их потенциал в будущем позволит выпускать продукцию подобного рода (например, Николаевский судостроительный завод).

10.1 Азербайджан

10.1.1 Бакинский завод глубоководных оснований

Проектная мощность в 60 тыс. тонн определена по следующим видам продукции для морских стационарных платформ:

- опорные части — 25 тыс. т;
- клины (модули) — 30 тыс. т;
- палубы — 5 тыс. т.

В 1987 году на базе Бакинского завода глубоководных оснований (БЗГО) было организовано ПО «Шельфпроектстрой» (ШПТ). Новое ПО предназначалось для завершения разведки нефти и газа в шельфовой зоне Каспийского моря и производства опорных частей глубоководных морских платформ по их добыче. В состав ШПТ, кроме БЗГО, были включены несколько строительно-монтажных, транспортных, энергетических управлений, хозяйственных и торговых предприятий.

Производство БЗГО им. Г. Алиева универсально, предприятие имеет возможность производить опорные блоки любой конструкции и их палубы.

Цеха завода оснащены оборудованием для производства листов, газорезущими стандами и тележками, станками по сгибанию листов, стандами для автоматической электрогазосварки труб, электросварочным оборудованием. Кроме этого, налажено производство высококачественных сварочных электродов, покраска и передача труб.

Здесь подготовлено и спущено на воду 11 опорных блоков. Из них пять установлены на месторождениях Азери-Чираг-Гюнешли.

В июле 2011 года на заводе началось строительство опорного блока платформы «Западный Чираг», для проекта «Чираг» (Chirag oil project, COP). Строительство должно закончиться в конце 2012 года. На этом же предприятии в 2011 году реконструировалась платформа «Гюнешли-7».