

**Уточненная оценка запасов нефти
по состоянию на 31 декабря 2017 года
для месторождения Айранколь,
Западный Казахстан**

Подготовлена для

АО "Каспий нефть"

Март 2018 г.

Утверждение и распространение документа

Копии: Электронная (1 в PDF)
Проект №: EL-17-211200
Подготовлено по заказу: АО "Каспий нефть"

Утверждено компанией "Gaffney, Cline & Associates"



Руководитель
проекта:

Д-р Меад Хуссейн
Главный советник — Технология исследований
и разработки залежей

март 2018 г.



Рецензент:

Дрю Пауэлл
Глобальный директор по производству

март 2018 г.

КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ И ПРАВОВАЯ ОГОВОРКА

Настоящий документ является конфиденциальным, он подготовлен для эксклюзивного использования заказчиком или сторонами, названными в данном отчете. Передача или использование данного документа, полностью или частично, какой-либо компании или физическому лицу допускается исключительно с письменного разрешения компании "Gaffney, Cline & Associates" (GCA). Ни одно лицо, или компания, кроме тех, для которых он предназначен, может прямо или косвенно полагаться на его содержание. GCA действует только в качестве консультантов и, в максимальной степени, разрешенной законом, снимает с себя всю ответственность за действия или убытки, понесенные в связи с фактическим или предполагаемым использованием данного документа (или любых других заявлений или мнений GCA) Клиентом или любым другим лицом или компанией.

Содержание

| | |
|---|-----------|
| Введение | 1 |
| Основание для заключения | 3 |
| Резюме проекта | 6 |
| Пояснения | 11 |
| 1 Нефтяное месторождение Айранколь | 11 |
| 1.1 Геологические условия | 11 |
| 1.2 Структурная интерпретация..... | 12 |
| 1.3 Стратиграфическая характеристика | 14 |
| 1.3.1 Юрская залежь восточного свода..... | 16 |
| 1.3.2 Юрская залежь западного свода | 17 |
| 1.3.3 Меловая залежь восточного свода..... | 17 |
| 1.3.4 Меловая залежь западного свода | 17 |
| 1.4 Анализ пластовых флюидов | 18 |
| 1.5 Петрофизический анализ | 18 |
| 1.5.1 Межфлюидные контакты..... | 20 |
| 1.6 Картирование | 21 |
| 1.7 Начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН)..... | 23 |
| 1.7.1 Площади объёмов запасов | 23 |
| 1.7.2 Подсчёты НГЗН | 25 |
| 1.8 Попутный газ | 26 |
| 1.9 Официальные результаты подсчетов объёмов и запасов по принятой в Казахстане системе..... | 26 |
| 1.10 Данные по истории разработки месторождения | 28 |
| 1.11 Планы разработки | 30 |
| 1.12 Экономические показатели разработки месторождения..... | 33 |

Список рисунков

| | |
|---|----|
| Рис. 1: Обзорная карта по месторождению Айранколь | 2 |
| Рис. 2: Структурная карта по кровле аптского яруса (K1a), показывающая расчленённые блоки месторождения, с указанием расположения разрезов на Рис. 3, 5 и 6 | 12 |
| Рис. 3: Поперечный профиль 10133 по западному и восточному сводам месторождения Айранколь, демонстрирующий региональные сейсмические горизонты и тектонические нарушения..... | 14 |
| Рис. 4: Стратиграфический разрез Северо-Каспийского бассейна | 15 |
| Рис. 5: Разрез А-А', демонстрирующий нефтеносные и водоносные пласты юрской залежи восточного свода месторождения Айранколь | 16 |

| | |
|---|----|
| Рис. 6: Разрез В-В', демонстрирующий нефтеносные и водоносные пласты меловой залежи западного свода месторождения Айранколь | 17 |
| Рис. 7: График зависимости пористости и проницаемости керна, демонстрирующий предельные значения..... | 19 |
| Рис. 8: СРІ скважины 122, Ne-IVA, демонстрирующий непродуктивные участки | 20 |
| Рис. 9: Карты площадей НГЗН В+С1+С2 компании "Каспий нефть" по юрской залежи Ю-IIIА восточного свода месторождения Айранколь за 2016 и 2017 годы, показывающие уточнения классификации и площадей объёмов запасов | 22 |
| Рис. 10: Карта площади НГЗН В+С1+С2 компании "Каспий нефть" по залежи Ю-IVА западного свода месторождения Айранколь | 24 |
| Рис. 11: Данные по истории добычи нефти на месторождении Айранколь | 28 |

Список таблиц

| | |
|---|----|
| Таблица 1: Наиболее вероятная оценка НГЗН и валовых запасов нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года | 7 |
| Таблица 2: Данные по истории добычи нефти на месторождении Айранколь по состоянию на конец декабря 2017 года..... | 7 |
| Таблица 3: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.).. .. | 8 |
| Таблица 4: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных плюс вероятных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.) | 9 |
| Таблица 5: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.) | 10 |
| Таблица 6: Расчетная ЧПС после начисления налогов по состоянию на 31 декабря 2017 года по нормам дисконтирования 5%, 10% и 15% | 10 |
| Таблица 7: Объёмы начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН) по результатам подсчетов компании GCA по состоянию на 31 декабря 2017 года | 25 |
| Таблица 8: Официальные утверждённые государственные результаты подсчётов объёмов нефти по состоянию на 31 декабря 2017 года..... | 26 |
| Таблица 9: Официальные утверждённые государством результаты подсчётов начальных геологических запасов попутного газа (НГЗГ) | 27 |

Приложения

- Приложение I: Глоссарий / Коэффициенты пересчёта
 Приложение II: Сокращенная версия SPE PRMS
 Приложение III: Расчёты чистой приведённой стоимости (ЧПС) для месторождения Айранколь по категориям запасов "Доказанные", "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные"

Введение

В соответствии с указаниями АО "Каспий нефть" (далее — компания "Каспий нефть" или "Заказчик"), на основании договора от 15 декабря 2017 года, компанией "Гаффни, Клайн энд Ассосиэйтс" (Gaffney, Cline & Associates, GCA) была выполнена уточнённая оценка запасов нефти для месторождения Айранколь, расположенного на суше в Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, Казахстан (Рис. 1), по состоянию на 31 декабря 2017 года.

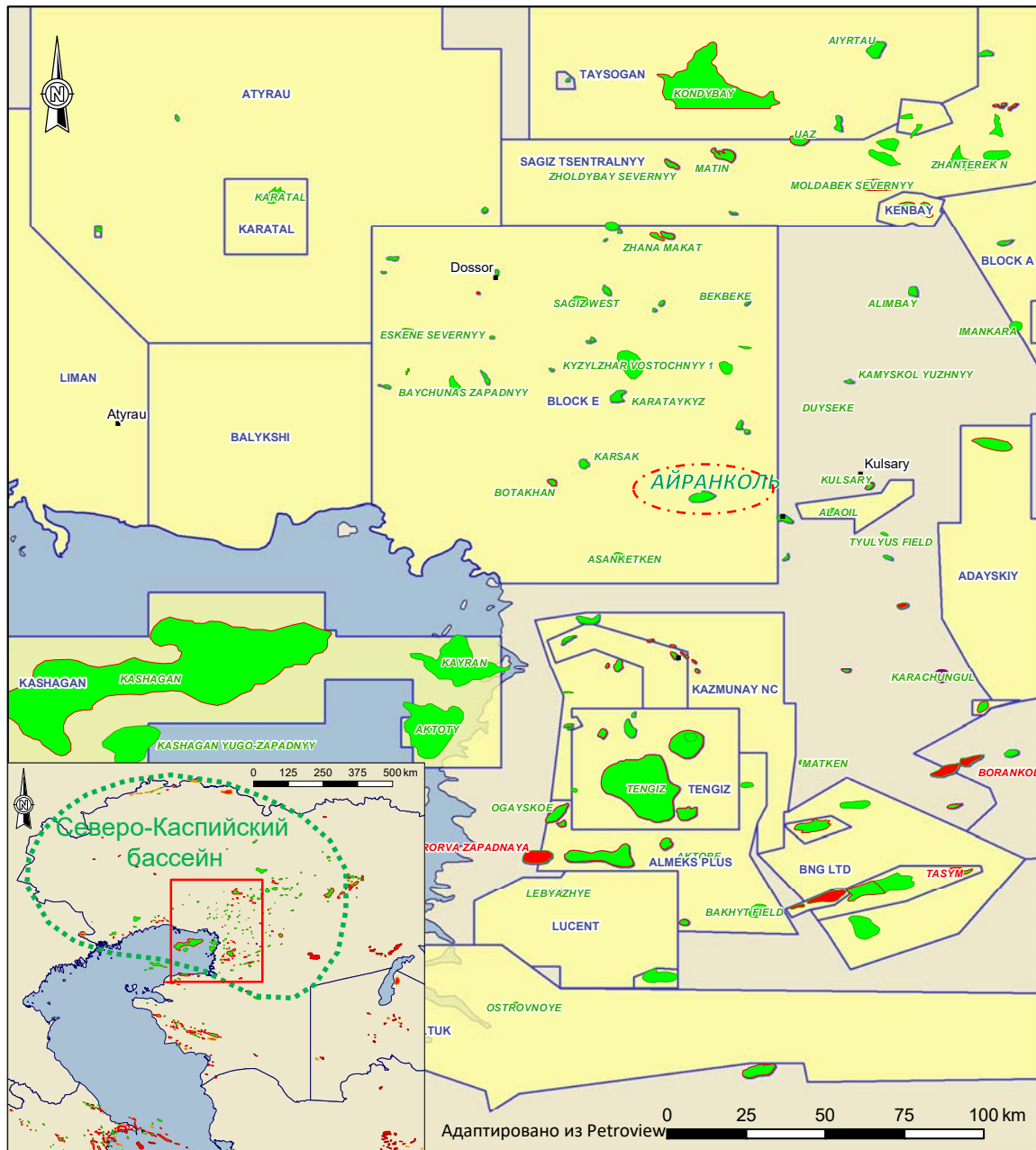
АО "Каспий нефть" работает на месторождении Айранколь по контракту № 1525, подписанному 15 октября 2004 года на 25 лет (срок действия договора истекает 15 октября 2029 года). Договор даёт АО "Каспий нефть" право добычи нефти из меловых коллекторов западной антиклинальной складки месторождения Айранколь. Дополнение № 1 к этому договору, подписанное 27 мая 2011 года, даёт компании право добывать нефть из юрских пластов-коллекторов месторождения и из меловых коллекторов восточной антиклинальной складки. Согласно Дополнению № 4 к договору, подписанному 20 марта 2015 года, компания "Каспий нефть" может проводить геологическую разведку на нефть в юрских и меловых коллекторах, находящихся за пределами контрактной площади.

На долю компании "Каспий нефть" приходится 100% собственного капитала месторождения Айранколь, эксплуатация которого осуществляется на условиях вступившего в силу 1 января 2009 года нового Налогового кодекса Казахстана (т. е. на основании договора, подразумевающего уплату налога и платы за пользование недрами (роялти)). Компания "Каспий нефть" подтвердила, что ожидает продления сроков действия договора по месторождению Айранколь с теми же условиями налогообложения. Вероятность продления сроков действия договора считается высокой, и в настоящем отчете приняты во внимание продленные сроки договора в отношении оценок по категориям "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы". Тем не менее, в основу оценки запасов по категории "Доказанные" была положена существующая дата истечения срока действия договора в 2029 году.

Данный отчет относится исключительно к предмету, определённому в рамках согласованного объема работ, изложенного в соответствующем предложении, и зависит от указанных предположений. Отчет должен рассматриваться в полном объеме и использоваться только для тех целей, для которых он предназначен.

Глоссарий стандартных отраслевых сокращений и терминов, некоторые или все из которых могут быть использованы в настоящем отчете, приводится в Приложении I.

Рис. 1: Обзорная карта по месторождению Айранколь



Основание для заключения

Настоящий документ отражает обоснованное профессиональное суждение компании GCA, основанное на принятых стандартах профессионального исследования и, при соответствующих условиях, на данных и информации, предоставленных компанией "Каспий нефть", ограничениях поставленных задач и времени, отведенного на оценку.

В соответствии с принятыми стандартами, настоящий документ ни в коей мере не представляет собой гарантию или прогноз результатов, и не подразумевает, что фактические результаты будут соответствовать результатам, представленным в отчете. Компания GCA не подвергала независимой проверке информацию, предоставленную компанией "Каспий нефть" или переданную по ее указанию, и приняла точность и полноту этих данных. Компания GCA не имеет никаких оснований полагать, что какие-либо существенные факты были скрыты, но не гарантирует, что ее запросы выявили все аспекты, которые могло бы раскрыть более обширное исследование.

Мнения, выраженные в отчете, обусловлены общепринятыми неопределенностями, связанными с интерпретацией геологических, геофизических, технических, эксплуатационных и других данных, и не отражают всю совокупность обстоятельств, сценариев и информации, которая потенциально может повлиять на решения, принимаемые получателями отчета, и (или) на фактические результаты. Мнения и утверждения, содержащиеся в настоящем отчете, сделаны в духе доброй воли и в надежде, что эти мнения и заявления представляют преобладающие физические и экономические обстоятельства.

Компания GCA выполняла оценку запасов в соответствии с системой управления углеводородными ресурсами (СУНР ОИН), опубликованной Обществом инженеров-нефтяников / Всемирным нефтяным советом / Американской ассоциацией геологов-нефтяников / Обществом инженеров по оценке нефти (SPE / WPC / AAPG / SPEE) в марте 2007 года (Приложение II).

Существует ряд неопределенностей, связанных с оценкой запасов и ресурсов, а также в прогнозировании добычи будущих периодов, затрат на разработку, эксплуатационных расходов и потоков ликвидности. Анализ запасов нефти и газа и оценка ресурсов должны считаться субъективным процессом оценки подземных скоплений нефти и газа, которые не могут быть измерены точно. Оценки запасов нефти и газа или ресурсов, подготовленные разными сторонами, могут отличаться, и возможно, существенно, от тех, которые содержатся в настоящем отчете.

Точность любой оценки запасов является функцией качества имеющихся данных и технической и геологической интерпретации. Результаты бурения, тестирования и добычи, полученные после подготовки таких оценок, могут служить основанием обновлений оценки, и некоторые из них могут быть существенными. Соответственно, оценки запасов часто отличаются от объемов нефти и газа, которые добываются в конечном счете, а также сроки и стоимость этих добытых объемов углеводородов, могут отличаться от оценочных.

Объемы нефти и конденсата приведены в миллионах баррелей (10^6) в стандартных условиях (млн.ст.барр.) Запасы природного газа указаны в миллиардах (10^9) стандартных кубических футов (млрд.ст.фут³) и представляют собой объемы товарного газа с учетом усадки и объемов, использованных на топливо. Стандартные условия определяются как давление 14,7 фунта на квадратный дюйм (абс.) и температура 60°F.

Определение запасов

Запасы — это объемы нефти, которые с достаточной уверенностью считаются извлекаемыми с коммерческой целью путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями. Запасы также должны удовлетворять еще четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и основываться (по состоянию на дату оценки) на проекте (проектах) их разработки.

Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и (или) в соответствии со степенью их разработки и добычи. Все цитируемые здесь категории запасов были определены в контексте критерия предела экономической рентабельности (до вычета налогов и без учета накопленных сумм амортизации) до какого-либо анализа ЧПС.

Представители компании GCA не посещали месторождение и не проводили его обследование из-за отсутствия такой необходимости в целях настоящего отчета. В сущности, компания GCA не может давать комментарии по проводимым работам или имеющимся технологическим сооружениям, их целесообразности или состоянию, соответствуют ли они подзаконным актам, относящимся к проводимым работам. Более того, компания GCA не в состоянии давать комментарии по вопросам охраны здоровья, безопасности или охраны окружающей среды, относящимся к проводимым работам.

Эта оценка была проведена в контексте понимания компанией GCA влияния нефтяного законодательства и других нормативных актов, которые в настоящее время применяются к анализируемым активам. Тем не менее, компания GCA не в состоянии засвидетельствовать право собственности или другие права и их условия, включая обязательства по охране окружающей среды и ликвидации скважин, и все необходимые лицензии и разрешения, включая разрешения на строительство, отношения финансовых долей или обременений по ним по любой части оцениваемых активов.

Использование чистой приведенной стоимости

Следует отметить, что рассчитанная в отчете чистая приведенная стоимость (ЧПС) не является мнением компании GCA по рыночной стоимости анализируемых активов или их части.

При оценке вероятной рыночной стоимости было бы необходимо учитывать ряд дополнительных факторов, в том числе риск запасов (т.е. случаи, когда доказанные и (или) вероятные, и (или) возможные запасы не могут быть реализованы в предполагаемые сроки их эксплуатации); восприятие экономического и суверенного риска; потенциал роста, например, в данном случае эксплуатация запасов помимо приращения на уровне доказанных и вероятных запасов; другие преимущества, обременения или затраты, которые могут относиться к каким-либо частям запасов, а также конкурентное состояние рынка в тот период. Компания GCA недвусмысленно не принимает такие факторы во внимание при выводе номинальной ЧПС, представленной в отчете.

Квалификация

При проведении данного исследования у компании GCA не было информации о существовании какого-либо конфликта интересов. В качестве независимой консалтинговой компании, GCA предоставляет беспристрастные технические, коммерческие и стратегические консультации для компаний, работающих в отрасли энергетики. Оплата работы GCA ни в каком случае не зависит от содержания данного отчета.

При подготовке этого документа GCA поддерживала с компанией "Каспий нефть" отношения по схеме "независимый консультант – клиент" и продолжает строго их соблюдать. Более того, руководство и сотрудники GCA не заинтересованы в каких-либо оцениваемых активах или активах, связанных с анализом, проводимым в рамках этого отчета.

Сотрудники, которые готовили данный отчет, являются квалифицированными профессионалами, имеющими соответствующее образование, опыт и знания для выполнения работ.

Резюме проекта

Нефтяное месторождение Айранколь расположено на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области в Жылыойском районе Атырауской области, Республика Казахстан (Рис. 1). Ближайшими населёнными пунктами являются город Кульсары и нефтепромысловые посёлки на месторождениях Косшагыл и Карсак. Областной центр, город Атырау, находится на расстоянии 190 км к западу от месторождения.

Нефтяное месторождение Айранколь, с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2017 года составляет 168 скважин, в том числе 124 добывающие скважины, 17 водонагнетательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 2 водозаборные скважины и 5 ликвидированных скважин. Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до его истечения в октябре 2029 года.

Объёмы газа в объём лицензионного договора на месторождение в настоящее время не входят. Весь объём добываемого попутного газа используется для собственных нужд промысла (выработка электроэнергии, обогрев трубопроводных линий продукции).

Для оценки объёмов запасов по категориям "Доказанные", "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные" компания GCA использовала аналитические методы, основанные на эксплуатационных характеристиках. Эти оценки сравнивались с подсчётами запасов. Прогноз добычи, сделанный компанией GCA, основан на вариантах, полученных из анализа обосновывающих данных, в число которых входят планы и программа работ компании "Каспий нефть".

По наиболее вероятному варианту оценки компании "Каспий нефть", подтвержденному официально, НГЗН составляют 245,5 млн.барр. (таблица 1). Компанией GCA были рассмотрены результаты выполненной ею ранее независимой оценки заниженного, наиболее вероятного и завышенного вариантов НГЗН по месторождению Айранколь на основании результатов работы скважин за последнее время; эта информация освещается более подробно ниже в пункте 1.7.

Проведённое компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года составляет 40,87 млн.барр. Ежегодные данные по добыче на месторождении Айранколь представлены в обобщённом виде в Таблице 2.

Увеличение объёмов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012–2017 годов. Объём добычи по состоянию на конец декабря 2017 года составил 17 298 барр. нефти в сутки, из которых 87% относится на счёт юрских пластов восточного свода.

Обобщенная информация по запасам и прогноз добычи

В таблице 1 приведены значения подсчётных запасов по категориям "Доказанные", "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные" по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года. Указанные подсчёты выполнены на основе текущего пятилетнего плана работ по месторождению и продолжающейся реализации подготовленных институтами в Казахстане и официально утверждённых планов разработки месторождения.

В таблицах 3, 4 и 5 представлены результаты прогноза динамики добычи по месторождению для запасов по категориям "Доказанные", "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные". В таблице 6 приведены расчётные показатели ЧПС по месторождению, полученные на основе принятого компанией GCA последнего сценария изменения цен на нефть.

Таблица 1: Наиболее вероятная оценка НГЗН и валовых запасов нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года

| НГЗН, млн.барр. | Валовые запасы по месторождению, млн.барр. | | | | |
|--------------------|--|-------------|---------------------|------------------------------|--|
| | Доказанные | | Итого доказанные | Доказанные + вероятные | Доказанные + вероятные + возможные |
| | Освоенные | Неосвоенные | | | |
| 245,5 | 38,7 | 3,1 | 41,8 | 54,2 | 60,0 |

Примечания:

1. Валовые запасы по месторождению — это 100% расчетных объемов экономически извлекаемых УВ месторождения.
2. Поскольку доля капитала АО "Каспий нефть" в месторождении Айранколь составляет 100%, доля добываемой нефти равна валовым запасам по месторождению.
3. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.
4. Оценка доказанных запасов выполнена до срока истечения Договора в 2029 году, продление сроков действия Договора учитывалось при оценке категорий запасов "Доказанные плюс вероятные" и Доказанные плюс вероятные плюс возможные".
5. Приведенные наиболее вероятные значения НГЗН являются официально утвержденной оценкой.

Таблица 2: Ежегодные данные по добыче на месторождении Айранколь по состоянию на конец декабря 2017 года

| Год | Тыс.барр. |
|--------------------------|--------------|
| 2000 | 6 |
| 2001 | 52 |
| 2002 | 69 |
| 2003 | 216 |
| 2004 | 365 |
| 2005 | 439 |
| 2006 | 636 |
| 2007 | 590 |
| 2008 | 1 374 |
| 2009 | 286 |
| 2010 | 290 |
| 2011 | 1 741 |
| 2012 | 3 800 |
| 2013 | 5 360 |
| 2014 | 6.171 |
| 2015 | 6 449 |
| 2016 | 6 531 |
| 2017 | 6 492 |
| Итого (млн.барр.) | 40,87 |

Таблица 3: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.)

| Год | Доказанные / мел | Доказанные / юра | Доказанные / месторождение |
|--------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| 2018 | 902 | 5 110 | 6 012 |
| 2019 | 778 | 4 675 | 5 453 |
| 2020 | 667 | 4 181 | 4 848 |
| 2021 | 580 | 3 776 | 4 356 |
| 2022 | 503 | 3 356 | 3 858 |
| 2023 | 437 | 2 974 | 3 410 |
| 2024 | 383 | 2 650 | 3 033 |
| 2025 | 336 | 2 354 | 2 690 |
| 2026 | 297 | 2 101 | 2 398 |
| 2027 | 264 | 1 879 | 2 143 |
| 2028 | 235 | 1 687 | 1 923 |
| 2029 | 209 | 1 508 | 1 718 |
| Итого | 5 591 | 36 252 | 41 842 |

Примечание:

1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.

Таблица 4: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных плюс вероятных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.)

| Год | Доказ. + вероятн. / Мел | Доказ. + вероятн. / Юра | Доказ. + вероятн. / Месторождение |
|--------------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| 2018 | 914 | 5 170 | 6 084 |
| 2019 | 836 | 5 033 | 5 869 |
| 2020 | 746 | 4 696 | 5 442 |
| 2021 | 646 | 4 210 | 4 855 |
| 2022 | 564 | 3 780 | 4 344 |
| 2023 | 495 | 3 390 | 3 885 |
| 2024 | 438 | 3 051 | 3 489 |
| 2025 | 386 | 2 733 | 3 119 |
| 2026 | 343 | 2 457 | 2 799 |
| 2027 | 305 | 2 210 | 2 515 |
| 2028 | 273 | 1 994 | 2 267 |
| 2029 | 243 | 1 791 | 2 035 |
| 2030 | 218 | 1 614 | 1 832 |
| 2031 | 195 | 1 456 | 1 651 |
| 2032 | 176 | 1 317 | 1 493 |
| 2033 | 157 | 1 186 | 1 343 |
| 2034 | 142 | 1 071 | 1 213 |
| Итого | 7 077 | 47 159 | 54 235 |

Примечание:

1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.

Таблица 5: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных, вероятных и возможных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2017 года (тыс. барр.)

| Год | Доказ. + вероятн. + возможн. / Мел | Доказ. + вероятн. + возможн. / Юра | Доказ. + вероятн. + возможн. / Месторождение |
|--------------|------------------------------------|------------------------------------|--|
| 2018 | 924 | 5 230 | 6 153 |
| 2019 | 858 | 5 177 | 6 035 |
| 2020 | 781 | 4 940 | 5 721 |
| 2021 | 697 | 4 606 | 5 303 |
| 2022 | 616 | 4 202 | 4 818 |
| 2023 | 543 | 3 804 | 4 347 |
| 2024 | 483 | 3 454 | 3 937 |
| 2025 | 429 | 3 120 | 3 549 |
| 2026 | 383 | 2 827 | 3 210 |
| 2027 | 343 | 2 564 | 2 907 |
| 2028 | 309 | 2 332 | 2 641 |
| 2029 | 277 | 2 111 | 2 388 |
| 2030 | 249 | 1 917 | 2 166 |
| 2031 | 225 | 1 742 | 1 967 |
| 2032 | 204 | 1 588 | 1 792 |
| 2033 | 184 | 1 440 | 1 624 |
| 2034 | 167 | 1 310 | 1 477 |
| Итого | 7 672 | 52 364 | 60 034 |

Примечание:

1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.

Таблица 6: Расчетная ЧПС после начисления налогов по состоянию на 31 декабря 2017 года по нормам дисконтирования 5%, 10% и 15%

| Категория запасов | Показатели ЧПС после вычета налогов (млн. долл. США) | | |
|--|--|--------|--------|
| | 5% | 10% | 15% |
| Доказанные | 531,57 | 396,09 | 304,88 |
| Доказанные плюс вероятные | 666,83 | 474,32 | 353,60 |
| Доказанные плюс вероятные плюс возможные | 737,69 | 519,05 | 383,43 |

Примечания:

1. Показатели ЧПС рассчитаны исходя из дисконтирования на середину периода до 31 декабря 2017 г.
2. Результаты оценки доказанных запасов, приведенные выше, включают потоки денежной наличности только до конца срока действия контракта в 2029 г., в то время как две другие категории включают потоки денежной наличности до конца периода рентабельной эксплуатации.
3. По согласованию с "Каспий нефть" значения ЧПС указываются с учетом норм дисконтирования 5%, 10% и 15%.
4. ЧПС, представленные в данном отчете, не являются оценкой рыночной стоимости всего актива или его части.
5. См. пункт 1.12 в отношении других ценовых, фискальных и экономических предположений.

Пояснения

1. Нефтяное месторождение Айранколь

Нефтяное месторождение Айранколь, открытое в 1976 году, находится примерно в 190 км к востоку от административного центра, города Атырау. Месторождение находится на суше на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, образующей юго-восточную часть Северо-Каспийского бассейна (Рис. 1).

Месторождение Айранколь залегает над мощным региональным эвапоритовым комплексом кунгурского яруса (нижняя пермь), который разделяет Северо-Каспийский бассейн на верхний (надсолевой) и нижний (подсолевой) комплексы. Нефтяные ловушки расположены в пределах нескольких продуктивных пластов, сложенных обломочными породами различного возраста, от юры до раннего мела. На месторождении имеются Восточная и Западная куполообразные структуры (своды) — поднятия, в северной части которых проходит крупный непроводящий сброс, простирающийся с востока на запад; своды отделены друг от друга структурным понижением.

Опытно-промышленная разработка началась с меловых горизонтов Западного свода в 2000 году; закачка воды в пласт началась в марте 2004 года. Опытно-промышленная разработка меловых коллекторов Восточного свода и юрских коллекторов обеих структур началась в мае 2006 года; однако промышленная добыча из меловых пластов Восточного свода и из юрских пластов обоих сводов началась в мае 2011 года, а закачка воды в пласт — в конце 2013 года.

Анализ физико-химических свойств пластовых флюидов месторождения Айранколь указывает на то, что пластовые нефти являются в основном недонасыщенными, при этом нефть меловых залежей характеризуется как малоуглеводородная, а нефть юрских залежей — как сравнительно более лёгкая.

1.1 Геологические условия

Месторождение Айранколь лежит на территории Северо-Каспийского бассейна, залегающего под Каспийским морем и продолжающегося на суше плоской равниной, простирающейся на северо-восток (Рис. 1). Впервые нефть в регионе была обнаружена в XIX веке. Первые месторождения, открытые на этой территории, залегали неглубоко, были приурочены к солевым структурам, многие из которых выходили на поверхность. За последние пятьдесят лет были обнаружены более крупные и глубоко залегающие месторождения в зоне каспийского шельфа.

Северо-Каспийский бассейн простирается примерно на 400 км в длину; предполагается, что в нем имеются осадочные отложения мощностью более 20 км. Его точный возраст остается неясным, но рифтогенез, начиная с девона и более раннего возраста, привел к образованию морских условий и осаждению значительных шельфовых карбонатных толщ. Они содержат различные рифы и обломочные клинья, которые образовали коллекторы некоторых гигантских и супергигантских месторождений в этом регионе (например, Тенгиз, Астраханское и Карачаганак). Морские условия были бескислородными и на большой глубине сформировались превосходные источники углеводородов. Первичная миграция началась с триаса.

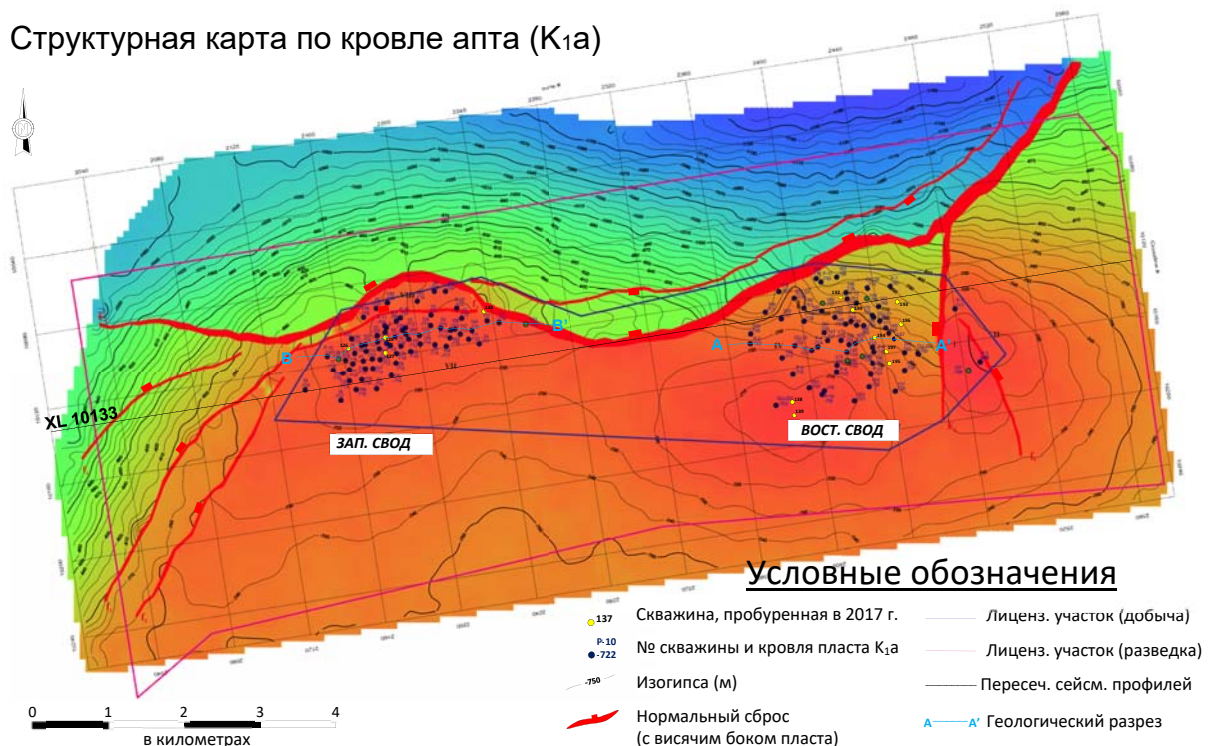
Мощный кунгурский эвапоритовый комплекс сформировался в конце раннепермского периода и достиг первоначальной мощности 4–5 км. Эвапоритовый комплекс, состоящий преимущественно из соли, сыграл ключевую роль в образовании нефтяной системы в регионе, обеспечивая покрывку для самых старых "подсолевых" пластов-коллекторов. Кунгурские соли также играют значительную роль в перспективности надсолевых горизонтов. Юрские и меловые терригенные разрезы во многих случаях имеют хорошие коллекторские свойства, во многих случаях они были деформированы и приобрели геометрию ловушек за счет движения солей. Этот процесс продолжается до настоящего времени.

1.2 Структурная интерпретация

Структуры месторождения Айранколь выявлены трехмерной сейсморазведкой, как показано на рисунке 2. Данные трехмерной сейсморазведки были получены в 2012 году и после их обработки заменили сетку двумерных сейсмических данных, которая использовалась ранее для отображения основных стратиграфических комплексов. Указанная сейсморазведка характеризуется хорошим качеством, что позволяет интерпретировать основные разрывные нарушения и горизонты (Рис. 3). С учётом числа скважин и качества сейсморазведки, структура считается хорошо определённой, и, вероятно, приуроченной к сдвигающимся солям.

Рис. 2: Структурная карта по кровле аптского яруса (K1a), показывающая расчленённые блоки месторождения, с указанием расположения разрезов на Рис. 3, 5 и 6

Структурная карта по кровле апта (K1a)



Месторождение Айранколь расположено в пределах двух замыканий нижнего бока месторождения, расположенных к югу от крупного сброса, простирающегося с востока на запад (Рис. 2), и состоит из четырех отчетливо различных углеводородных залежей: западная залежь мелового свода, восточная залежь мелового свода, западная залежь юрского свода и восточная залежь юрского свода. Глубина залегания коллекторов

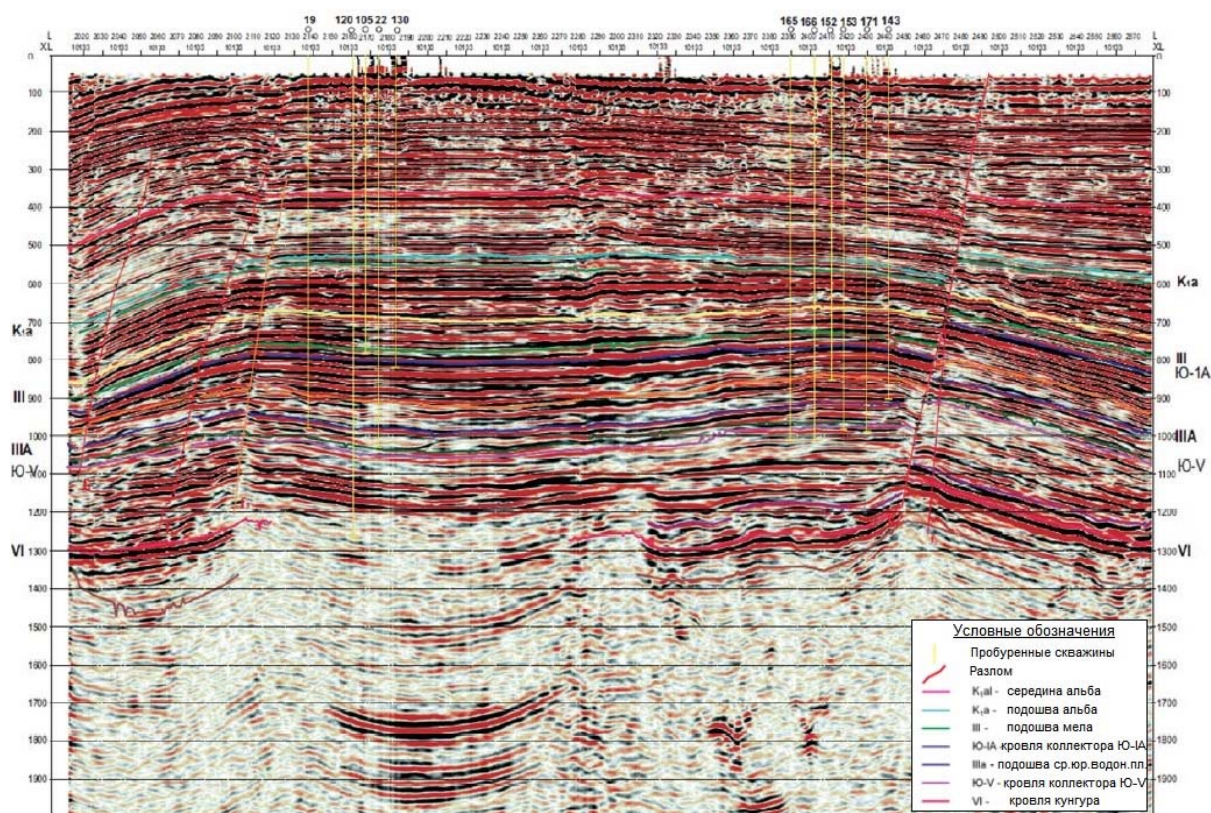
находится в диапазоне от -610 м до -910 м в меловом горизонте и от -1 050 м до -1 500 м в юрских отложениях.

Восточный свод разделен на несколько блоков. Два относительно мелких разлома по обе стороны от главного, параллельны, но антитетические главному разлому. Второстепенный сброс, расположенный с северной стороны, виден на Рис. 2, а второстепенный сброс с южной стороны можно увидеть только на большей глубине из-за стратиграфического смещения слоев верхнего апта. На уровне некоторых коллекторов, например, неокомского и аптского, этим разломом образован небольшой горст (блок V), разделенный с юга с доминирующим разломом (блок IV). Третий сброс, простирающийся с севера на юг, пересекает доминирующий разлом в северной части, вследствие чего породы в западной части от разлома залегают на большей глубине. Этот сброс разделяет более крупный западный блок IV от восточных блоков I и II. Разрывные нарушения Восточного свода являются непроницаемыми и создают эффект расчлененности пластовых флюидов. Несмотря на многочисленные сбросы, образовались комбинированные структурно-стратиграфические ловушки со структурным замыканием с юга и запада, со вспомогательной ролью стратиграфического выклинивания по другим направлениям.

Структура Западного свода проще Восточного. Обыкновенное дизъюнктивное нарушение, параллельное доминирующему разлому, простирающемуся с востока на запад, разделяет Западный купол на два блока, то есть блок VII на юге с замыканием ловушки в северной части, в сочетании с трехсторонним замыканием по падению пласта, и блок VIII на севере, который является повернутым тектоническим блоком с замыканием ловушки с севера и юга и замыканием по падению пласта с востока и запада.

Несмотря на то, что разрывные нарушения выступают в качестве флюидоупоров, плотность бурения скважин должна была обеспечить вскрытие большинства расчлененных блоков. Однако, при этом также остается некоторая вероятность того, что за пределами участков, изученных бурением, могут находиться не вскрытые продуктивные пласты.

Рис. 3: Поперечный профиль 10133 по западному и восточному сводам месторождения Айранколь, демонстрирующий региональные сейсмические горизонты и тектонические нарушения



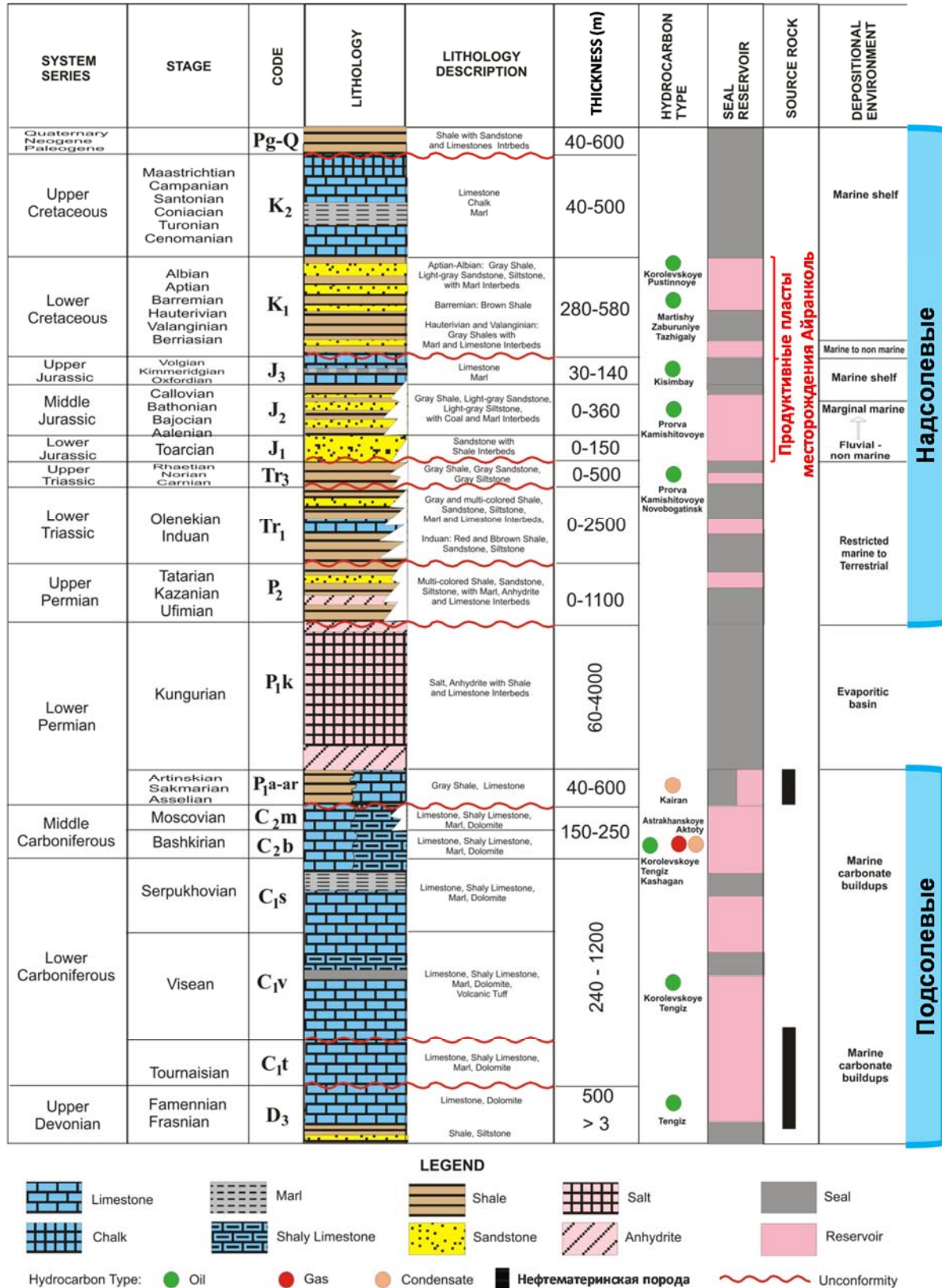
Компания GCA понимает, что в настоящее время компания "Каспий нефть" ведёт работы со сторонним подрядчиком по построению геолого-гидродинамической модели для месторождения Айранколь. К настоящему времени доступ ни к каким из указанных новых материалов компании GCA предоставлен не был.

1.3 Стратиграфическая характеристика

Типичный стратиграфический разрез по Северо-Каспийскому бассейну, включающему месторождение Айранколь, представлен на Рис. 4. По обстановке осадконакопления надсолевые пласты от верхней перми до верхнего мела характеризуются как преимущественно морские, толща отложений представляет собой, главным образом, переслаивание песчаников и глин, за исключением двух периодов накопления карбонатных осадков — верхнеюрских известняков и отложений верхнемелового периода.

Юрская толща представляет собой, главным образом, переслаивание песчаников и глин, хотя отмечаются маломощные интервалы известняков. Интервалы песчаников-коллекторов, в целом, характеризуются меньшей мощностью по сравнению с коллекторами мелового периода, от 5 до 10 метров, но их мощность может в отдельных случаях достигать 20 метров. Песчаники хорошо сцементированы, с коэффициентом пористости от 24% до 32% и нефтенасыщением от 55% до 80%. Продуктивные коллекторы представлены двумя пластами в верхнеюрских отложениях (IA и IB) и одиннадцатью — в среднеюрских. В Западном своде выделено четыре продуктивных пласта, а в Восточном — девять.

Рис. 6: Стратиграфический разрез Северо-Каспийского бассейна

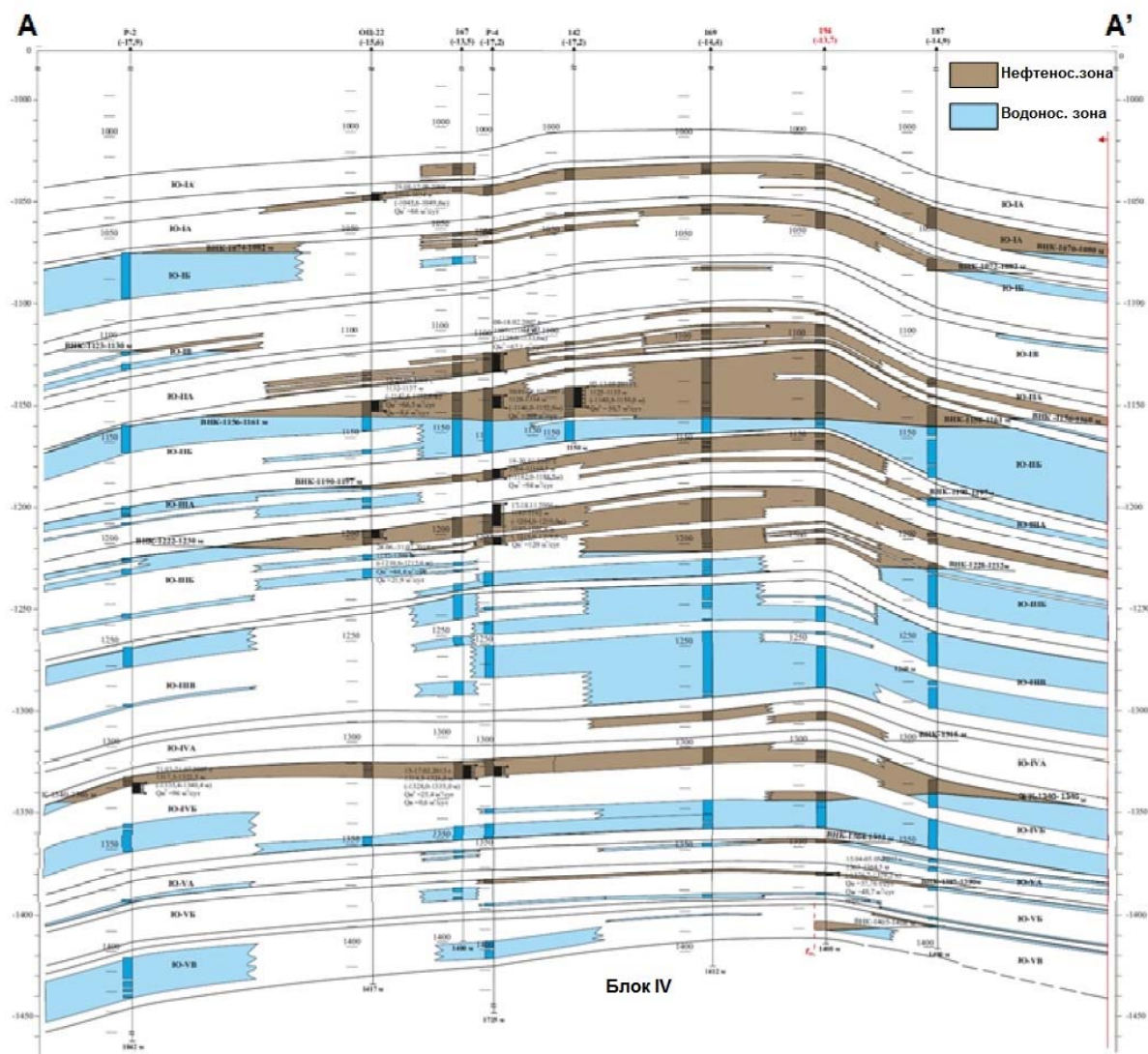


Меловые продуктивные горизонты также представляют собой, главным образом, переслаивание песчаников и глин с мощностью коллектора от 10 до 20 м. Песчаники от хорошо сцементированных до ломких, с коэффициентом пористости от 23% до 33%, с нефтенасыщением от 53% до 78%. В Западном своде выделено восемь продуктивных зон, а в Восточном — три. Первоначально в эксплуатацию были введены коллекторы Западного свода. Ниже представлено более подробное описание отдельных залежей.

1.3.1 Юрская залежь Восточного свода

Верхнеюрские продуктивные коллекторы Восточного свода поделены на две пачки 1А и 1Б. Среднеюрские коллекторы Восточного свода подразделяются на следующие пачки: Юра-IIА, IIБ, IIIА, IIIБ, IVА, IVБ и VБ. Свод в юре разбурен шестьюдесятью девятью скважинами. На Рис. 5 приведен схематический разрез, демонстрирующий пласты-коллекторы юрской залежи Восточного свода, расположение этого разреза показано на Рис. 2.

Рис. 5: Разрез А-А', демонстрирующий нефтеносные и водоносные пласты юрской залежи восточного свода месторождения Айранколь



1.3.2 Юрская залежь Западного свода

Продуктивные горизонты в среднеюрских отложениях представлены пачками Юра-IVA, VA, VB и VI. Западный свод был вскрыт пятнадцатью скважинами; это единственный участок на месторождении Айранколь, на котором подтверждена нефтеносность пачки Юра-VI.

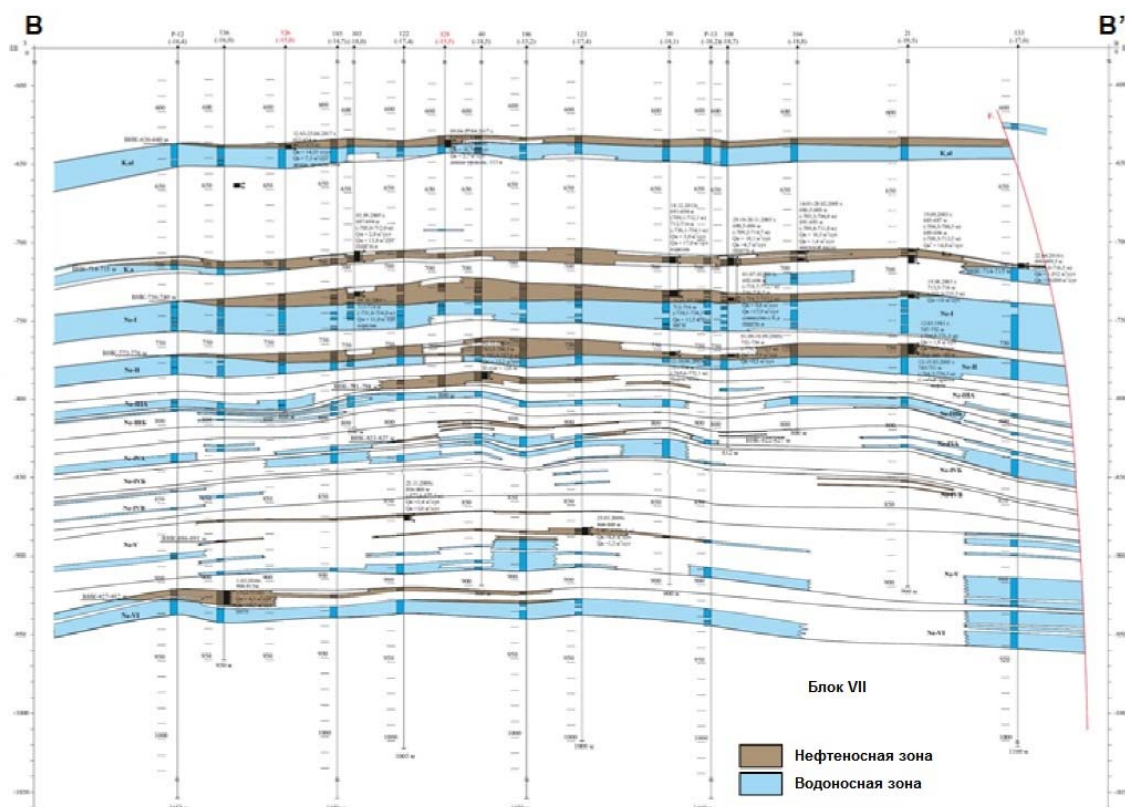
1.3.3 Меловая залежь Восточного свода

В настоящее время Восточный свод вскрыт шестьюдесятью девятью скважинами. Продуктивные коллекторы меловой залежи восточного свода относятся к интервалам неоком I и альб, 1a и 1aI. Неокомский и альбский коллектор 1a являются нефтеносными в сводовой части блока IV. И альбский, и аптский горизонты являются нефтеносными в скважинах P-3 и 137 в блоке I.

1.3.4 Меловая залежь Западного свода

Меловая залежь Западного свода является более крупной из двух меловых залежей. В этой области структура относительно простая, но распространение коллекторов неоднородное. К настоящему времени коллекторы меловой залежи Западного свода вскрыты семьюдесятью одной скважиной. Продуктивные пласты-коллекторы этой залежи отнесены к интервалам неоком I, II, IIIA, IVA, V, VI и альб 1a и 1aI. На Рис. 6 приведен схематический разрез, демонстрирующий пласты-коллекторы меловой залежи Западного свода, расположение этого разреза показано на Рис. 2.

Рисунок 6: Разрез В-В', демонстрирующий нефтеносные и водоносные пласты меловой залежи западного свода месторождения Айранколь



1.4 Анализ пластовых флюидов

Пластовая нефть нижнемеловых продуктивных коллекторов месторождения Айранколь тяжёлая, высокосмолистая, низкосернистая, высоковязкая. Доступ к материалам исследований PVT проб для рассматриваемых меловых нефтей компании GCA предоставлен не был. Юрские нефти лёгкие, маловязкие с умеренными значениями газосодержания. Результаты анализа нефти из юрского коллектора показывают, что показатель плотности нефти по шкале API лежит в интервале от 33° до 49°, а газонефтяной фактор — от 57 до 296 ст. куб. фут./барр. товарной нефти.

В пластовых условиях значения давления лежат в интервале от 1 638 до 2 117 фунт/кв.дюйм, а значения пластовой температуры — от 42 до 53 градусов Цельсия. Поскольку значения давления насыщения лежат в интервале от 416 до 967 фунт/кв. дюйм, предполагается, что пластовые флюиды однофазные.

Плотность нефти характеризуется широким разбросом в зависимости от пласта и участка. Для пересчёта объёмов нефти в баррели компаниями GCA и "Каспий нефть" использовалось среднее значение по всему месторождению — 1 тонна соответствует 7,6 барр. — хотя значения этого параметра разбросаны в интервале от 6,985 барр./т до 8,250 барр./т. Значения содержания попутного газа лежат в интервале от 12 до 63 м³/т.

1.5 Петрофизический анализ

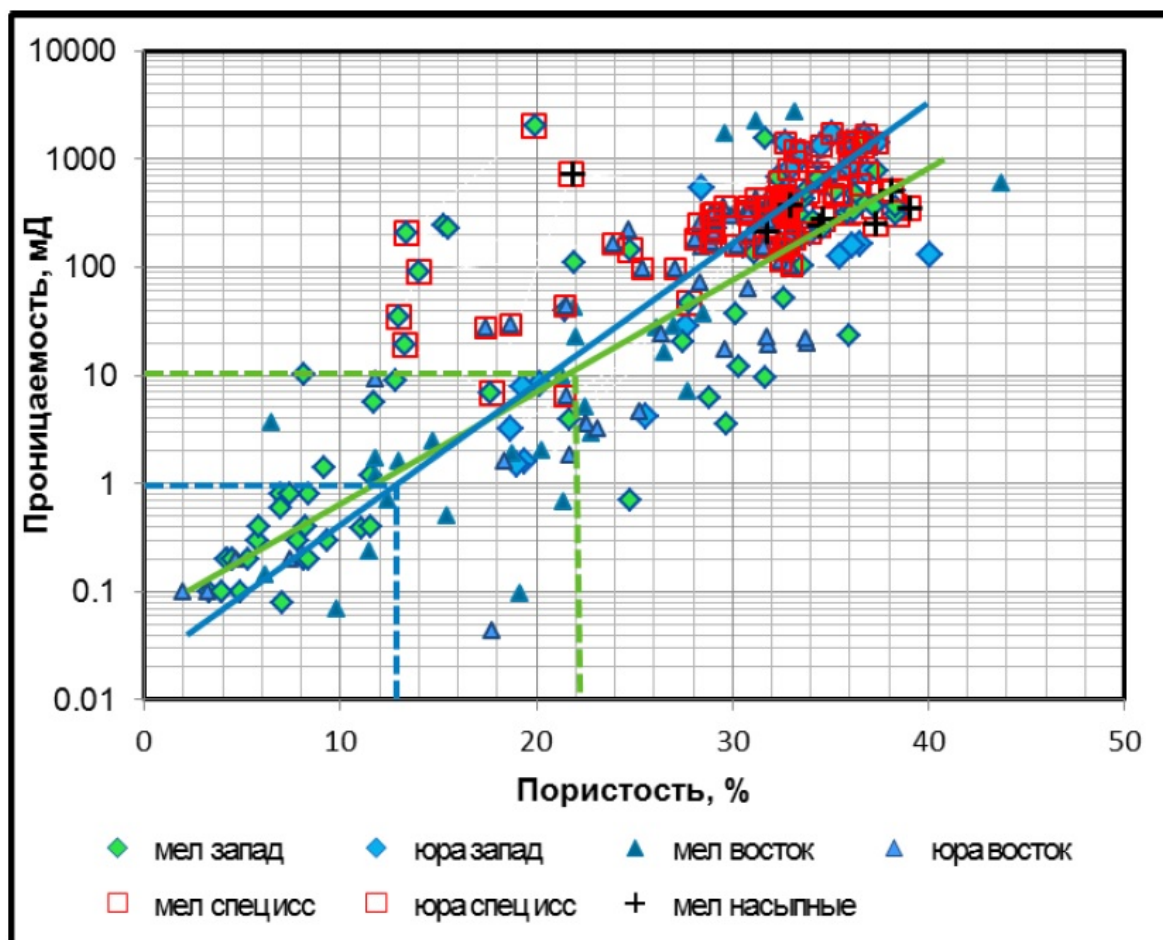
Компании GCA были предоставлены необработанные каротажные данные и интерпретация материалов ГИС в виде CPI-файлов (файлов с результатами компьютерной интерпретации). Компанией GCA была отобрана 21 скважина по восточной и западной залежам месторождения Айранколь для проверки отмеченных ВНК / нижних отметок нефти, а также средних параметров пласта (толщины продуктивной части пласта, пористости и водонасыщенности), используемых для объёмной оценки. Как правило, ГИС состоит из ГК, кавернометрии, БК, ИК, МК, нефокусированного БК, АК, плотностного и НК, наряду с интерпретацией коэффициентов глинистости, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Отбор керна из 46 скважин обеспечивает хорошее площадное покрытие обеих залежей. Были выполнены стандартные анализы для оценки пористости и проницаемости, и следует отметить, что значения пористости по каротажу хорошо коррелируются с лабораторными данными.

GCA выполнила выборочную проверку пористости и нефтенасыщенности по нескольким разрезам в семи скважинах, охватывающих различные интервалы продуктивного пласта. Пористость была рассчитана с использованием плотностного каротажа и в целом согласуется с пористостью в CPI-файлах. Затем была рассчитана водонасыщенность с использованием полученной пористости, сопротивления воды (Rw) на основе данных минерализации и температуры, полученных из отчетов "Каспий нефть". Электрические параметры m и n приняты равными 2. Нефтенасыщенность, отмеченная в продуктивных интервалах признана приемлемой, однако в водоносных интервалах она несколько завышена (поскольку она ниже граничных параметров для нефтенасыщенного коллектора, это не окажет влияния на объёмные расчеты, но отмечены в качестве предостережения). При выполнении расчетов был отмечен ряд несоответствий между кровлями коллекторов на картах и в CPI-файлах, наиболее значительные расхождения отмечены по скважине 179, где в пределах коллектора уровень воды в горизонте Ю-IVA выше нефти, однако, анализируя коллектор на карте, видно, что отмеченный водоносный интервал перекрывает горизонт Ю-IVA. Этот

комментарий был помечен, чтобы "Каспий нефть" использовала корректные отметки кровли, чтобы избежать путаницы в определении как параметров пласта, так и межфлюидных контактов.

Кросс-плоты пористость-проницаемость (Рис. 7) были использованы компанией "Каспий нефть" для определения граничных параметров эффективной толщины и продуктивных пластов. Предельная проницаемость 10 мД применена к меловым коллекторам, что соответствует граничному значению пористости 20%. Эти цифры кажутся консервативными, но, учитывая, что нефть меловых коллекторов тяжелая, с высоким содержанием смол и высокой вязкостью, такие параметры можно считать обоснованными. Доступ к данным опробования скважин/PVT может помочь определить, является ли этот предел слишком пессимистичным. Юрские пласты-коллекторы содержат легкую нефть с низкой вязкостью. В этом случае применен граничный параметр проницаемости, равный 1 мД, что соответствует граничному значению пористости 14%.

Рис. 7: График зависимости пористости и проницаемости зерна, демонстрирующий предельные значения



В объемных оценках, выполненных "Каспий нефть", средневзвешенная эффективная толщина пласта определялась по каротажным данным и использовалась в качестве входных данных для расчета объема. У компании GCA нет доступа ко всем каротажным диаграммам, но специалистами компании была выполнена выборочная проверка эффективной толщины ряда коллекторов, имеющих высокие объемные параметры. GCA считает репрезентативными параметры средневзвешенной эффективной

толщины, используемые "Каспий нефть" в качестве вводных данных для объемных вычислений. В связи с этим GCA использует параметры продуктивной толщины, рассчитанные "Каспий нефть", для независимого подтверждения НГЗН.

Значения средневзвешенной пористости и нефтенасыщенности оценивались по каротажным диаграммам CPI-файлов по 21 скважине, выбранной из скважин всего месторождения (в присводовой части и на крыльях структуры), охватывая многочисленные меловые и юрские коллекторы, относящиеся к обоим залежам. В целом, GCA считает параметры продуктивных пластов, используемые компанией "Каспий нефть" для расчета объемов нефти, репрезентативными в отношении пористости и насыщенности, отмеченных по этим скважинам. Однако GCA обращает внимание, что пористость и нефтенасыщенность пласта K1a1 завышены. GCA считает среднюю пористость 36% скорее максимальной, наблюдаемой в данном коллекторе, как и нефтенасыщенность – не более 83%. GCA использовала среднюю пористость 30% при средней нефтенасыщенности 70%, основываясь на анализе каротажных данных.

Также были изменены значения пористости в случае, когда компания "Каспий нефть" регистрирует более высокую пористость во внешней зоне по сравнению с внутренней зоной. GCA считает их завышенными, вероятнее всего, из-за разной плотности сетки скважин во внешней зоне. Это очевидно по коллекторам Ю-IIIА, Ю-IVА и Ю-VА. GCA не дифференцировала пластовые параметры внутренней и внешней зон, используя единое значение средней пористости. Значения пористости, применяемые GCA по этим трем пластам, находятся в диапазоне, используемом компанией "Каспий нефть", и не оказывают существенного влияния на объемы углеводородного сырья.

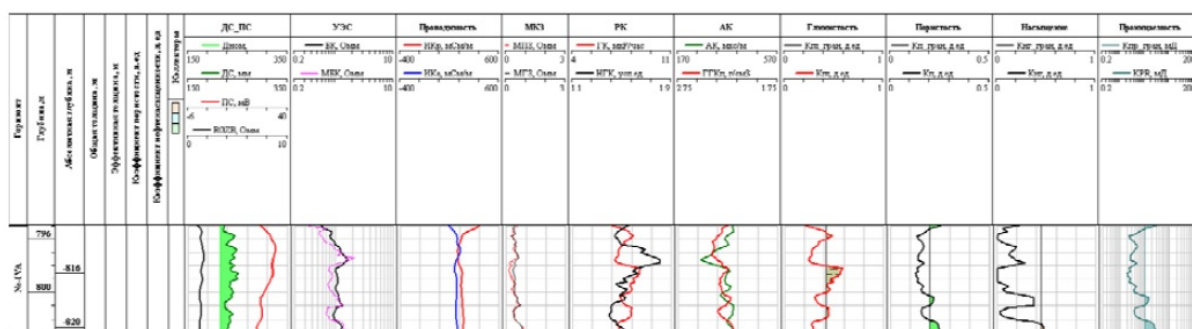
1.5.1 Межфлюидные контакты

GCA проанализировала межфлюидные контакты в разных продуктивных горизонтах в 21 скважине. Эти коллекторы и скважины были выбраны на основе геологических разрезов, предоставленных компанией "Каспий нефть", где были отмечены контакты.

Существенных несоответствий в ходе проверки контактов выявлено не было. Там, где были обнаружены различия, они, как правило, были в пределах 1–2 метров и не носили систематический характер, то есть GCA отметила контакты как на большей, так и на меньшей глубине.

В скважинах №№122 и 185 "Каспий нефть" регистрирует ВНК в коллекторах Ne-IVА и VА-Ю, соответственно, однако, по интерпретации GCA, эти интервалы не обладают коллекторскими свойствами (Рис. 8).

Рис. 8: CPI скважины 122, Ne-IVА, демонстрирующий непродуктивные участки

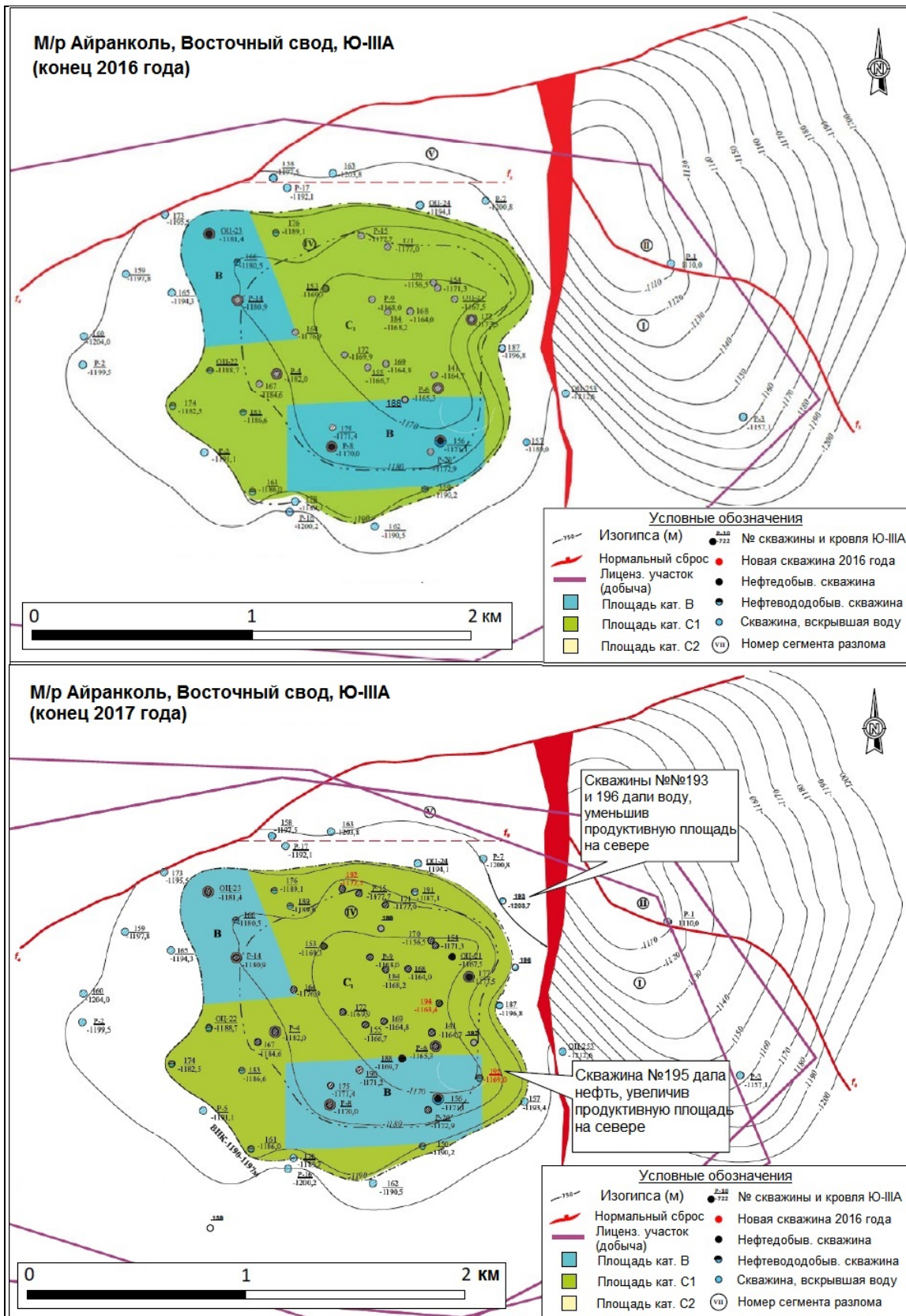


1.6 Картирование

При проведении настоящего уточняющего исследования обновлённые карты площадей запасов компании GCA предоставлены не были. Между тем, компании GCA была предоставлена обзорная карта по дополнительным скважинам, пробуренным в течение 2017 года, с указанием информации по интервалам коллекторов, в которых скважины были закончены. Указанная информация была использована компанией GCA для уточнения карт площадей запасов, построенных в июле 2017 года, с использованием информации по новым скважинам. Потребовавшиеся уточнения карт были в значительной степени малыми; в основном они были вызваны необходимостью учесть новые скважины, построенные на крыло структур или на участках с незначительно меньшей плотностью сетки скважин. С примером видов изменений, внесённых в карты в рамках настоящего уточнения, можно ознакомиться на рисунке 9. В данном случае восточный край участка запасов категории C1 коллектора Ю-IIIА восточного свода был скорректирован по сравнению с предыдущим годом с учётом трёх новых скважин, построенных на восточную часть структуры. Две из этих скважин (№№193 и 196) дали воду, вследствие чего площадь запасов категории C1 на северо-востоке сократилась, в то время, как другая скважина (№195) вскрыла нефтеносный пласт и увеличила площадь запасов категории C1 на юго-востоке. Затем компанией GCA, с использованием планиметрического метода, была выполнена независимая оценка каждой из областей объёмов запасов (внутренняя и внешняя зона эффективной нефтенасыщенной толщины пласта площадей запасов В, C1 и C2), по которой отмечались изменения по сравнению с предыдущим годом.

По большинству площадей объёмов отличия по площадям, полученным компаниями GCA и "Каспий нефть", оказались незначительными и были ниже заложенной погрешности метода. По некоторым площадям различие получилось больше, но незначительно, а полученные значения площадей в целом не имели систематического сдвига в большую или меньшую сторону. Затем полученные площади сравнивались с входными параметрами по площадям, используемыми компанией "Каспий нефть" при подсчете объёмов. Одним случаем значительного расхождения в площадях, рассчитанных компаниями "Каспий нефть" и GCA, является площадь C1 в зоне юрской залежи западного свода в интервале Ю-VA, которая примерно на 40% больше, чем та же площадь по подсчетам GCA. Компания GCA считает, что вероятной причиной такого расхождения является площадь углеводородов категории В, включенная в подсчет дважды (и при расчете площади В, и при расчете площади C1).

Рис. 9: Карты площадей НГЗН В+С1+С2 компании "Каспий нефть" по юрской залежи Ю-IIIА восточного свода месторождения Айранколь за 2016 и 2017 годы, показывающие уточнения классификации и площадей объемов запасов



1.7 Начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН)

В течение 2015 года компания "Каспий нефть" выполнила переоценку объемов НГЗН и НГЗГ по месторождению Айранколь в результате бурения эксплуатационных скважин и данных трехмерной сейсмосъемки, полученных после предыдущего обновления оценки запасов 2011 года. В 2015 году компанией GCA был выполнен аудит объемов НГЗН и НГЗГ, переданных со стороны АО "Каспий нефть". Указанный аудит проводился путём проверки карт, разрезов и данных по скважинам, при этом проводилась оценка параметров, использованных в расчётах запасов. Аналогичные работы были повторно выполнены компанией GCA в 2016 и 2017 годах, однако с 2015 года материалы дополнительных подсчётов НГЗН и НГЗГ компанией "Каспий нефть" не передавались. Проведённая компанией GCA оценка НГЗН была выполнена с учётом категорий запасов В+С1 и В+С1+С2 по системе, принятой в Казахстане.

В настоящее время компанией "Каспий нефть", в сотрудничестве со сторонней организацией, ведутся работы по построению геолого-гидродинамической модели на основе переинтерпретации имеющихся материалов двухмерной и трёхмерной сейсморазведки и материалов геофизических исследований скважин. В результате указанных работ, возможно, будет получено изменение принятых в настоящее время компанией "Каспий нефть" подсчётных цифр НГЗН.

1.7.1 Площади объёмов запасов

В соответствии с рабочей схемой, используемой компанией "Каспий нефть", при оценке пластовых объемов по большинству продуктивных интервалов учитывается объём вокруг скважин, давших положительные результаты при опробовании и (или) дающих нефть, и относящихся к категориям В и С1. Помимо того, те интервалы пластов, которые показывают присутствие нефти на каротажных диаграммах, но еще не опробованы или не разрабатываются, были отнесены к категории С2. Площади категорий В, С1 и С2 подразделяются далее на внутренние и внешние зоны эффективной нефтенасыщенной мощности. В качестве нижней границы, от которой отсчитывается общий объём горной породы ($V_{гп. общ.}$), во внутренней зоне площадей эффективной нефтенасыщенной мощности выступает подошва коллектора, а во внешних зонах эффективной нефтенасыщенной мощности — углеводородно-водяной контакт.

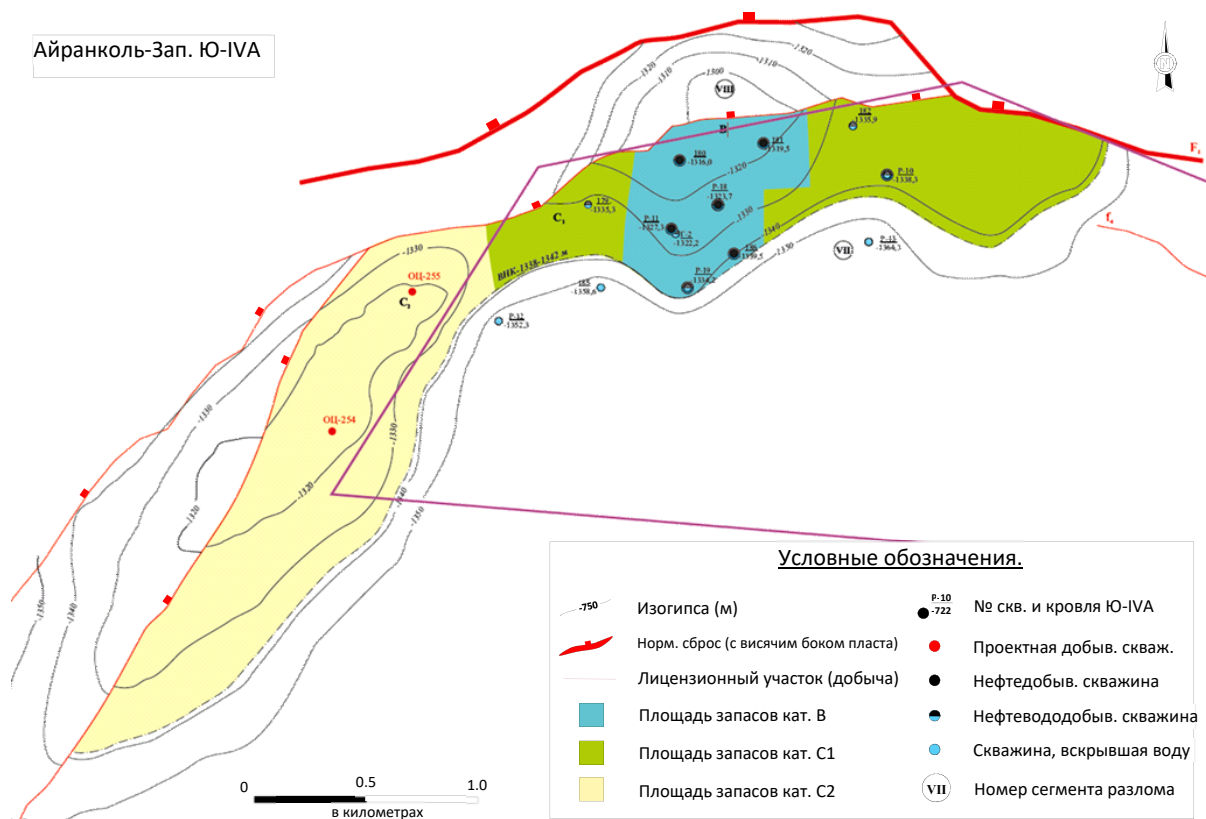
Хотя GCA считает эту рабочую схему приемлемой, следует отметить два случая в отношении категории С2 по юрским интервалам Западного свода, где эта схема компанией "Каспий нефть" не соблюдается. Речь идёт о коллекторах Ю-IVA и Ю-VI. В оба указанных интервала входит крупная область С2, которая простирается на юго-запад антиклинальной структуры в пределах нижнего бока сброса, полупараллельного и синтетического по отношению к доминирующему сбросу (Рис. 10). Компания GCA считает, что степень неопределённости в части строения недр для рассматриваемых двух юрских площадей запасов категории С2 является значительно большей, чем для других участков запасов категории С2 на месторождении Айранколь. К примеру, площадь, относящаяся в составе категории С2 к юрской пачке Ю-IVA, в настоящее время не вскрытой скважинами, в два с половиной раза больше, чем площадь запасов категории С2, оконтуренных шестью скважинами, построенными на вышележащий юрский пласт Ю-IIA.

Уверенность в увеличении площадного развития нефтеносности юрских пачек Ю-IVA и Ю-VI Западного свода была, скорее всего, обусловлена получением новых сейсмических данных 3D; интерпретация указанных данных дала

компания "Каспий нефть" основания предложить бурение двух новых скважин, ОЦ-254 и ОЦ-255, на указанный юго-западный участок юрских пачек Ю-IVA и Ю-VI. В настоящее время, однако, рассматриваемый участок запасов С2 не вскрыт ни одной скважиной. Кроме того, компания GCA считает площадь С2 излишне большой, с учётом сохраняющихся факторов неопределённости, связанных с неопределённостью наличия эффективной углеводородной ловушки, наличия песчаника с коллекторскими свойствами и возможности блочного строения участка за счет сбросообразования. По указанной причине компания GCA считает, что большая площадь С2, предлагаемая компанией "Каспий нефть" в составе юрских залежей Ю-IVA и Ю-VI Западного свода, соответствует не площади для наиболее вероятного варианта, а, скорее, площади для завышенного варианта оценки.

Дополнительная продуктивная часть разреза юрской залежи Западного свода (Ю-VA) действительно содержит нефтяной коллектор в скважине Р-12, изученный по ГИС, что дает некоторую уверенность в части наличия области С2 к юго-западу. Тем не менее, эта площадь С2, с учётом того, что одиночная скважина (Р-12) находится в пределах 300 м от площади С1 по направлению к северо-востоку, и, несмотря на это, площадь С2 простирается на 2,9 км на юго-запад, также оказывается завышенной.

Рис. 10: Карта площади НГЗН В+С1+С2 компании "Каспий нефть" по залежи Ю-IVA западного свода месторождения Айранколь



1.7.2 Подсчёты НГЗН

Около 53% от общей величины НГЗН категории С2 на месторождении Айранколь компании "Каспий нефть" находится в пределах трех интервалов юрской западной залежи (юрские пачки Ю-IVA, Ю-VA и Ю-VI). GCA выполнила независимую оценку НГЗН (по принципам PRMS) для того, чтобы выделить оставшуюся неопределенность по области С2 в этих коллекторах. Компанией GCA были рассчитаны значения НГЗН для наиболее вероятного случая, в которые входит более консервативный (по сравнению с данными компании "Каспий нефть") участок С2, в сочетании с заниженным вариантом компании "Каспий нефть" для категорий В и С1. Результаты оценки НГЗН, выполненной компанией GCA, приведены в таблице 7.

Таблица 7: Объёмы начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН) по результатам подсчетов компании GCA по состоянию на 31 декабря 2017 года

| Коллектор | НГЗН (млн. барр.) | | |
|-------------------|-------------------|--------------------|--------------|
| | Заниженный | Наиболее вероятный | Завышенный |
| Меловой западный | 61,0 | 65,3 | 65,3 |
| Меловой восточный | 17,4 | 17,4 | 17,4 |
| Юрский западный | 16,0 | 23,9 | 29,6 |
| Юрский восточный | 129,1 | 132,7 | 132,7 |
| Всего | 223,5 | 239,3 | 245,0 |

Примечание:

1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.

В выполненной компанией GCA оценке за 2015 год были введены следующие изменения принятой в компании "Каспий нефть" методики подсчёта пластовых объёмов: входные данные по пористости и нефтенасыщенности в альбском пласте K1a1 Восточного свода, входные данные по пористости в юрских пластах Ю-IIIА, Ю-IVA и Ю-VA Восточного свода; кроме того, была пересмотрена площадь запасов категории С1 в юрском пласте Ю-VA Западного свода. В рамках уточняющих исследований, выполненных компанией GCA в 2016 и 2017 годах, внесение дополнительных изменений (обсуждение которых приведено в разделе 1.6) в карты с учётом строительства новых скважин привело к получению уточнённых значений площадей объёмов.

Несмотря на указанные изменения, полученные компанией GCA результаты подсчётов НГЗН по категориям В+С1 и В+С1+С2 за 2015 год характеризовались значительным сходством с результатами подсчётов компании "Каспий нефть". При проведении уточняющих исследований за 2016 и 2017 годы компанией GCA были изучены места заложения и интервалы заканчивания дополнительных пробуренных скважин, при этом соответствующая информация была учтена при уточнённом подсчёте НГЗН. Несмотря на это, вследствие отсутствия значительных изменений в части классификации запасов по категориям В+С1 и В+С1+С2, влияние новых скважин, построенных в 2016 году, на величину НГЗН было весьма малым (расхождение с результатами за 2015 год оказалось менее 1%), а в 2017 году оказалось относительно малым (менее 6%). Расхождение между полученными компанией GCA результатами подсчётов НГЗН за 2017 год и результатами подсчётов НГЗН, полученными компанией "Каспий нефть" по состоянию на конец 2015 года, составляет менее 6%. По указанной причине

полученные компанией GCA результаты подсчётов НГЗН за 2017 год, представленные в таблице 7, по сравнению с результатами предшествующих подсчётов НГЗН, выполненных компанией GCA, изменений не претерпели.

1.8 Попутный газ

Месторождение Айранколь содержит неразработанные газовые ресурсы в виде попутного газа (растворённого в нефти). Поскольку компании GCA не были предоставлены отчеты по химико-физическим свойствам флюидов, оценка объемов попутного (растворенного) газа основана на общих объемах нефти, приведенных выше, и представительных значениях газового фактора по каждому коллектору.

В настоящее время объемы газа в план разработки месторождения или в лицензионный договор не включены, при этом газ используется для производства электроэнергии на промысле. В отсутствие технических данных по газу и предусмотренных договорами прав на определённую долю газа ни запасы, ни ресурсы газа рассматриваемому активу не присвоены.

Официальные суммарные объемы попутного газа компании "Каспий нефть" в юрских коллекторах по категориям В+С1 и В+С1+С2 оцениваются, соответственно, как 27,6 млрд.фут³ и 29,5 млрд.фут³ (таблица 8).

Таблица 8: Официальные утверждённые государством результаты подсчётов начальных геологических запасов попутного газа (НГЗГ)

| Коллекторская пачка | НГЗГ, млрд. ст. куб. фут. В+С1 | НГЗГ, млрд. ст. куб. фут. В+С1+С2 |
|---------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Юрская западная | 1,1 | 2,0 |
| Юрская восточная | 26,4 | 27,4 |
| Всего | 27,6 | 29,5 |

Примечание:

1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.

1.9 Официальные результаты подсчётов объёмов и запасов по принятой в Казахстане системе

В 2008 году результаты разведочных работ были представлены в обобщённом виде в отчёте под названием "Подсчёт объёмов запасов нефти и газа, растворённого в нефти, по месторождению Айранколь по состоянию на 01.08.2008 года". Указанный выше отчёт был поставлен на Государственный баланс (Протокол №760–08–У от 05.11.08 года).

Исходные геологические запасы товарной нефти были заявлены равными 220,4 млн. барр., а максимальная нефтеотдача была подсчитана как эквивалент 72,7 млн. барр. по категории С1, с коэффициентом извлечения около 33%. В 2015 году компания "Каспий нефть" выполнила переоценку этих запасов, которые затем были утверждены ГКЗ 1 апреля 2015 года. Результаты последних подсчётов для каждого коллектора, скорректированные на 31 декабря 2017 года, приведены в таблице 9.

Таблица 9: Официальные утверждённые государственные результаты подсчётов объёмов нефти по состоянию на 31 декабря 2017 года

| Коллекторская пачка | НГЗН | Максимальная нефтеотдача | Коэффициент извлечения | Накопленный отбор | Остаточные извлекаемые запасы по принятой в Казахстане системе |
|---------------------------|--------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|--|
| | млн. барр. | млн. барр. | (%) | млн. барр. | млн. барр. |
| | В+С1+С2 | В+С1+С2 | В+С1+С2 | на конец декабря 2017 г. | В+С1+С2 |
| Меловая западная | 65,3 | 10,6 | 16,2 | 6,1 | 4,5 |
| Меловая восточная | 17,8 | 3,2 | 18,1 | 0,4 | 2,8 |
| Юрская западная | 30,8 | 7,2 | 23,6 | 2,3 | 4,9 |
| Юрская восточная | 131,6 | 60,9 | 46,3 | 32,0 | 28,9 |
| Промежуточный итог | 245,5 | 81,9 | 33,4 | 40,76 | 41,14 |

Примечание:

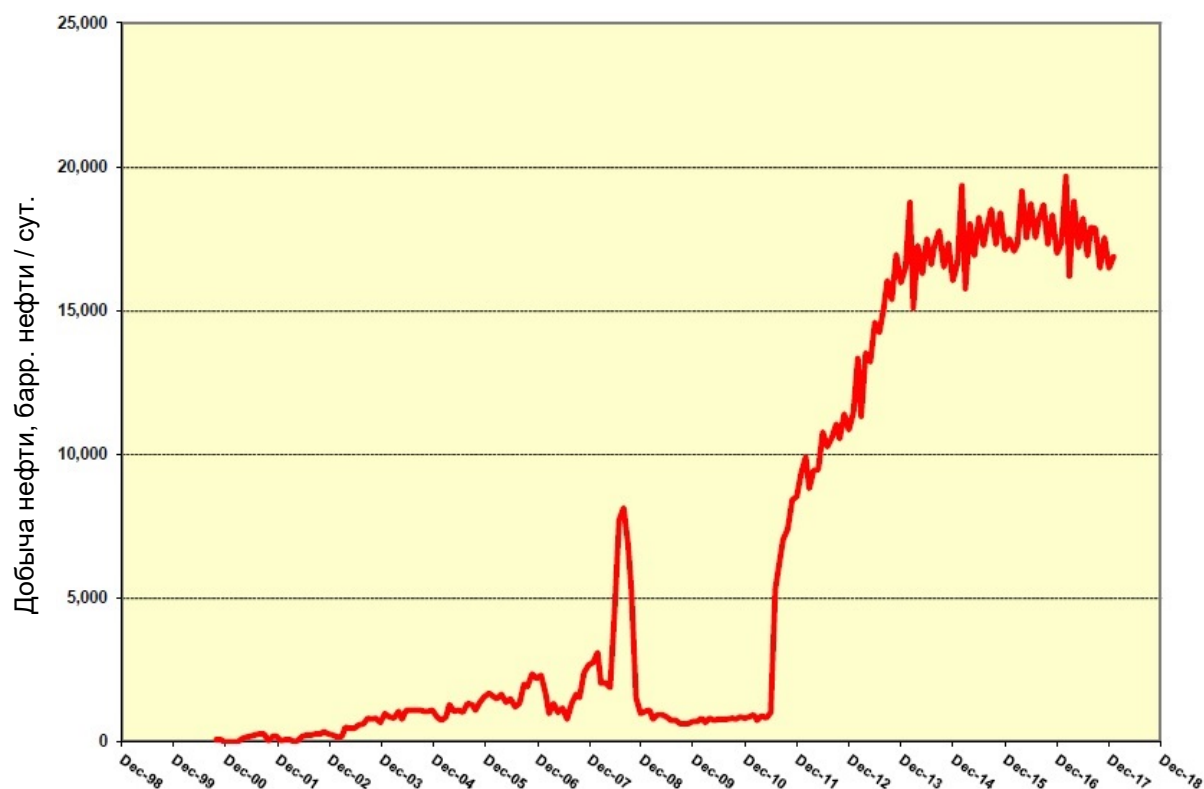
1. В связи с округлением итоговые цифры могут не совпадать с суммой отдельных составляющих.
2. Значения НГЗН, максимальной нефтегазоотдачи и коэффициента извлечения взяты из официально утверждённых объёмов за 2015 год.

1.10 Данные по истории разработки месторождения

Месторождение Айранколь было введено в опытную эксплуатацию в сентябре 2000 года, добыча велась из нижнемеловой залежи Западного свода. На данный момент на месторождении работают нижнемеловые и среднеюрские коллекторы. С самого начала эксплуатации на месторождении отмечалась обводнённость продукции, при этом накопленный отбор воды по состоянию на 31 декабря 2017 года составил 21,3 млн. барр. Текущее значение обводнённости равно 37%, но с колебаниями в широком интервале (см. ниже).

Наибольшая доля нефти добывается из нижнемеловой западной и юрской залежей Восточного свода, вклад которых в общий накопленный отбор нефти (с начала добычи в 2000 и 2006 годах, соответственно) составляет почти 15% и 78%, соответственно, от суммарной добычи нефти в объеме 40,87 млн.барр. по состоянию на конец декабря 2017 года. Юрские нефтяные коллекторы Восточного свода введены в разработку лишь недавно, но в настоящее время их вклад в текущие объёмы добычи составляет 87%, при этом на данной стадии разработки имеются лишь ограниченные свидетельства тенденции падения добычи из них. История разработки месторождения Айранколь проиллюстрирована на Рис. 11.

Рис. 11: Данные по истории добычи нефти на месторождении Айранколь



Ниже приведены максимальные значения объёмов добычи и годы, в которые эти значения были достигнуты, по каждой залежи:

| | |
|----------------------------|---|
| Меловая залежь Зап. свода | в 2017 году — 1 739 барр. нефти в сутки при обводнённости 74%; |
| Меловая залежь Вост. свода | в 2017 году — 635 барр. нефти в сутки при обводнённости 41%; |
| Юрская залежь Зап. свода | в 2013 году – 1 552 барр. нефти в сутки при обводнённости 32%; |
| Юрская залежь Вост. свода | в 2015 году – 16 906 барр. нефти в сутки при обводнённости 16%. |

В настоящее время (конец декабря 2017 года) уровни добычи для каждой залежи составляют:

| | |
|----------------------------|---|
| Меловая залежь Зап. свода | 1 211 барр. нефти в сутки при обводнённости 77%; |
| Меловая залежь Вост. свода | 565 барр. нефти в сутки при обводнённости 41%; |
| Юрская залежь Зап. свода | 506 барр. нефти в сутки при обводнённости 58%; |
| Юрская залежь Вост. свода | 15 016 барр. нефти в сутки при обводнённости 24%. |

Таким образом, текущая суммарная добыча нефти по месторождению составляет 17 298 барр. нефти в сутки, а суммарная добыча жидкости — примерно 27 305 барр. жидкости в сутки.

На конец 2017 года добыча велась по 119 скважинам. По 117 скважинам применяется механизированный способ эксплуатации, а в 2 скважинах добыча ведётся при фонтанном способе эксплуатации. Во многих скважинах на стенках НКТ происходит отложение парафина. Для его удаления используются химические реагенты, механические средства и закачка горячей нефти. Сводная информация по фонду скважин приведена в следующей таблице:

| Тип скважины | Число скважин |
|--|---------------|
| Добывающие скважины | 124 |
| В работе | 119 |
| Фонтанирующий приток | 2 |
| Наблюдательные | 20 |
| В бездействии | 1 |
| В разработке | 1 |
| Водонагнетательные скважины | 17 |
| В работе (нагнетательные) | 17 |
| Нагнетательные скважины в бездействии | — |
| Ликвидированные скважины | 5 |
| Водозаборные скважины | 2 |
| Скважины, на данный момент не законченные бурением | — |
| Общий фонд пробуренных скважин | 168 |

Интервалы значений дебитов скважин с разбивкой по коллекторам показаны в приведённой ниже таблице:

| | Первоначальный дебит новых скважин (бarr. нефти в сутки) | Текущий средний дебит скважин (бarr. нефти в сутки) |
|-----|--|---|
| Мел | 5 – 75 | 20 – 160 |
| Юра | 40 – 140 | 150 – 800 |

Для контроля и замера объемов добычи нефти на месторождении Айранколь используются групповые установки замера нефти типа "Спутник", в которых используются несколько манифольдов для сбора продукции месторождения. Кроме того, компанией "Каспий нефть" приобретены и установлены современные узлы учёта ("Эмерсон"), которые обеспечивают возможность дистанционного контроля и управления работами по учёту и замеру продукции.

Центральная установка подготовки и перекачки нефти на месторождении Айранколь обладает достаточной производительностью для приёма и обработки текущих и прогнозируемых объемов добычи. В состав установки входят сепараторы, печи подогрева, ёмкости хранения, насосы и технологические сооружения для подачи воды на закачку и нагнетания воды в пласт. Установка представляет собой полностью автономный технологический комплекс.

В компании "Каспий нефть" была введена в действие политика запрещения сжигания газа на факеле. В мае 2011 года был разработан и утверждён документ под названием "Программа развития переработки попутного газа на месторождении Айранколь". Согласно указанной программе, весь объём добываемого попутного газа утилизируется для собственных нужд промысла (для сжигания в печах подогрева нефти, в котельных, в двигателях электростанций и т. п.).

1.11 Планы разработки

Разработка месторождения Айранколь осуществлялась в соответствии с утверждённым в январе 2011 года документом "Технологическая схема разработки месторождения Айранколь", а в октябре 2015 года были утверждены результаты последнего казахстанского подсчёта запасов, произведённого на основе результатов последней трёхмерной сейсморазведки. В результате выполненных работ в декабре 2015 года было утверждено Дополнение к "Технологической схеме разработки месторождения Айранколь" (№ 10-03-7983).

По состоянию на 2010 год месторождение работало в условиях естественного водонапорного режима, за исключением нижнемеловой залежи западного свода (K₁ Апт + Неоком-I), в которой с 2004 года для поддержания пластового давления используется закачка воды в пласт.

В 2010 году компанией "Каспий нефть" были проведены исследования по определению оптимальной схемы разработки месторождения. При этом рассматривались три варианта разработки. Предпочтение было отдано варианту, который предполагал эксплуатацию нижнемеловых коллекторов в режиме естественного истощения (за исключением горизонтов K_{1a} Апт + Неоком-I, где необходимо пробурить дополнительные нагнетательные скважины). Остальные юрские коллекторы предполагалось эксплуатировать в режиме естественного истощения, с учётом свидетельства хорошего регионального подпора законтурной зоны, однако площадная плотность сетки скважин на юрские пласты (400x400 м) учитывала уплотняющие скважины для закачки воды в пласт. Чтобы сэкономить на числе пробуриваемых скважин, были проведены работы по оснащению скважин для одновременно-

раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких горизонтов и по переводу скважин из одной категории в другую. В 2017 году семь скважин (№№154, 190, 147, 184, 192, 181 и 194) были переведены с фонтанного способа эксплуатации на механизированный, а в скважинах №183 и №166 были проведены работы по внедрению ОРЭ. Скважины №№ Р-12 и 12 из добывающего фонда были переведены в нагнетательный фонд. Кроме того, АО "Каспий нефть" выполнило работу по оценке эксплуатационных запасов подземных вод и выполняет проект промышленной разработки подземного водозабора для производственно-технического водоснабжения нефтяного месторождения Айранколь.

Подготовлена программа закачки горячей воды в меловые коллекторы и проведены испытания по закачке горячей воды в меловые пласты с целью увеличения пластовой температуры, снижения вязкости нефти и увеличения её подвижности. Проектом была предусмотрена схема с использованием 4 добывающих скважин, расположенных в углах прямоугольника, и 1 нагнетательной скважины в центре прямоугольника, которые образуют пятиточечную сетку, при этом расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами составляют примерно 100 м.

Согласно документу, разработанному компанией "Каспий нефть" в 2011 году, основным типовым проектом добывающих скважин предусматривается стандартная средняя проектная глубина скважин 1400 м. В 2017 году было пробурено 13 эксплуатационных скважин (в том числе 4 опережающие), суммарный объём проходки составил 15 000 погонных метров. Отбор керна в скважинах не проводился, однако были проведены геофизические исследования скважин.

Продолжается выполнение комплексной программы по проведению геодинамического контроля за состоянием недр месторождения Айранколь по теме "Комплексный геодинамический мониторинг состояния недр месторождения Айранколь на период 2017–2021 гг.", согласованная на заседании НТС МД "Запаказнедра" (Протокол №105/2016 от 09.12.2016г.).

Согласно плану работ на 2018–2021 годы, "Каспий нефть" планирует пробурить до 18 новых скважин (13 добывающих и 5 нагнетательных), распределенных по разным коллекторам. Планом компании "Каспий нефть" предусматривается внедрение ОРЭ по 12 скважинам. В прогнозе GCA предполагается, что все проектируемые скважины будут построены и введены своевременно. Также предполагается, что компанией "Каспий нефть" будут приняты требуемые меры для исключения эксплуатации скважин при давлении ниже давления насыщения.

"Каспий нефть" планирует пробурить 7 скважин в 2018 году, 6 скважин в 2019 году, 4 скважины в 2020 году и 1 скважину в 2021 году. В ближайшие сроки динамика изменения объема добычи будет зависеть от своевременного выполнения планов бурения.

В настоящее время на месторождении работают семнадцать водонагнетательных скважин, которые используют смесь подтоварной воды и добавочной пластовой воды, добываемой из залегающих на меньшей глубине коллекторов, в результате чего рабочий агент системы поддержания пластового давления (ППД) представляет собой высокоминерализованную жидкость (содержание иона Cl^- — около 150 000 частей на млн). Компанией "Каспий нефть" отмечаются ранние свидетельства успешного подпора давления в меловых коллекторах. Компанией GCA было принято, что ожидаемый естественный водонапорный режим будет дополнен закачкой воды в юрский пласт и что такое решение позволит улучшить максимальную нефтеотдачу по каждой скважине для

вариантов "Доказанные плюс вероятные запасы" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы". На соседнем месторождении-аналоге имеется опыт удачной работы системы закачки воды в пласт для поддержания пластового давления.

В прогнозах добычи, подготовленных компанией "Каспий нефть", предусмотрен вариант совместной разработки коллекторов, где это необходимо, следовательно, во многих скважинах будет добываться смешанная продукция из различных пластов. Компанией GCA были изучены данные по истории разработки для каждого коллектора и, в тех случаях, когда имеющиеся недавние данные ограничены, для расчёта технологических показателей работы существующих и проектируемых скважин были привлечены технологические показатели соседнего месторождения для аналогичных коллекторов с использованием модели технологических показателей работы типовой скважины, привязанной к геологическим запасам нефти и механизмам извлечения.

Компанией GCA были подготовлены прогнозы добычи по каждой из категорий запасов, как указано ниже, при этом оценка значений начальных дебитов новых скважин производилась по результатам изучения технологических показателей работы существующих скважин.

Категория "Доказанные" Для подсчёта доказанных запасов были разработаны кривые рабочих характеристик типовой скважины, согласованные с трендами падения добычи из более старых эксплуатируемых скважин. В прогнозе GCA учтены выгоды, создаваемые в результате выполнения плановых работ по капитальному ремонту скважин. До конца 2021 года планируется построить 13 новых добывающих скважин (11 на юрский объект, 2 на меловой объект) и 5 нагнетательных скважин (4 на юрский объект, 1 на меловой объект), при этом средний дебит новой добывающей скважины был принят равным 250 барр, нефти в сутки (юрская залежь Восточного свода), 130 барр, нефти в сутки (юрская залежь Западного свода) и 20 барр. нефти в сутки (меловые залежи Западного и Восточного сводов).

Категория "Доказанные + вероятные" Для категории "Доказанные плюс вероятные запасы" были разработаны аналогичные кривые рабочих характеристик и падения добычи для типовых скважин, с учётом дополнительной выгоды для режима естественного подпора со стороны законтурной зоны за счёт поддержания давления путём закачки воды в пласт. До конца 2021 года планируется строительство такого же количества новых скважин, как и для категории "Доказанные запасы", с несколько улучшенными начальными средними дебитами нефти; 320 барр, нефти в сутки (юрская залежь Восточного свода), 150 барр, нефти в сутки (юрская залежь Западного свода) и 40 барр, нефти в сутки (меловая залежь Западного и Восточного сводов).

Категория "Доказанные + вероятные + возможные" Для этого варианта было принято, что до конца 2021 года будет построено такое же число новых скважин, как и для категории "Доказанные плюс вероятные запасы"; для каждой добывающей скважины предполагается начальный средний дебит нефти 400 барр, нефти в сутки (юрская залежь Восточного свода), 170 барр, нефти в сутки (юрская залежь Западного свода) и 50 барр. нефти в сутки (меловая залежь Западного и Восточного сводов).

1.12 Экономические показатели разработки месторождения

Компания "Каспий нефть" предоставила специалистам GCA смету затрат по месторождению Айранколь на 2018–2021 годы. На основе этих данных компанией GCA были выполнены расчёты капиталовложений (капитальных затрат) и эксплуатационных расходов (производственных затрат), связанных с планами разработки месторождения Айранколь. В эксплуатационные расходы входят ассигнования на КРС, на закупку воды и электроэнергии для обеспечения работы нефтепромысла, на проведение прочих текущих работ по производственному обеспечению, затраты, связанные с реализацией нефти, а также общеадминистративные затраты (О-А). По поводу фиксированных и переменных эксплуатационных расходов компанией GCA было принято допущение, согласно которому небольшая доля общей суммы эксплуатационных расходов может изменяться в зависимости от объёмов добычи.

За период с 2018 по 2021 год планируется ввод в общей сложности 18 дополнительных эксплуатационных скважин (13 добывающих и 5 водонагнетательных). Указанные скважины были включены в общую сумму сметы капитальных затрат в размере 43,92 млн.долл.США (в капитальные затраты по месторождению входят затраты на бурение, а также прочие издержки, не связанные с бурением). Средняя стоимость бурения новой скважины, на основе сметных данных АО "Каспий нефть", оценена в сумму порядка 1,11 млн. долл. США. Программа работ по капитальному ремонту скважин была принята в предположении выполнения ремонта на регулярной основе.

В Приложении III представлены прогнозы добычи на будущее, лежащие в основе экономических показателей.

Определение экономически эффективного предела разработки было выполнено на основе налогового кодекса, вступившего в силу 1 января 2009 года, и поправок по состоянию на конец 2017 года, как их понимает компания GCA на основе информации, предоставленной компанией "Каспий нефть". Четыре основные составляющие нового налогового кодекса можно представить следующим образом.

- 1) **Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)** взимается по различным ставкам на базе продукции, реализованной на международном рынке и внутри страны. Ставки НДПИ применяются по скользящей шкале на основе годового объёма добычи, как указано ниже:

| С 2010 года | | | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Годовой объём добычи (млн. т) | Внутренняя ставка | Экспортная ставка | Годовой объём добычи (млн. т) | Внутренняя ставка | Экспортная ставка |
| < 0,25 | 2,5% | 5,0% | 3,0 – 4,0 | 5,5% | 11,0% |
| 0,25 – 0,5 | 3,5% | 7,0% | 4,0 – 5,0 | 6,0% | 12,0% |
| 0,5 – 1,0 | 4,0% | 8,0% | 5,0 – 7,0 | 6,5% | 13,0% |
| 1,0 – 2,0 | 4,5% | 9,0% | 7,0 – 10,0 | 7,5% | 15,0% |
| 2,0 – 3,0 | 5,0% | 10,0% | > 10,0 | 9,0% | 18,0% |

- 2) **Рентный налог** применяется ко всем углеводородам, реализуемым на международном рынке, а применяемая ставка зависит от уровня международных цен на нефть согласно следующей таблице.

| Цена на нефть (долл. США за баррель) | Ставка рентного налога | Цена на нефть (долл. США за баррель) | Ставка рентного налога | Цена на нефть (долл. США за баррель) | Ставка рентного налога |
|--------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|------------------------|
| < 40 | 0,0% | 90 – 100 | 19,0% | 150 – 160 | 27,0% |
| 40 – 50 | 7,0% | 100 – 110 | 21,0% | 160 – 170 | 29,0% |
| 50 – 60 | 11,0% | 110 – 120 | 22,0% | 170 – 180 | 30,0% |
| 60 – 70 | 14,0% | 120 – 130 | 23,0% | > 180 | 32,0% |
| 70 – 80 | 16,0% | 130 – 140 | 25,0% | - | - |
| 80 – 90 | 17,0% | 140 – 150 | 26,0% | - | - |

- 3) **Экспортная пошлина** применяется по скользящей шкале, представленной компанией "Каспий нефть"; ставка пошлины, в зависимости от величины цены на нефть, варьируется в интервале от 55 долл. США за 1 тонну до 85 долл. США за 1 тонну, с учётом использованного в настоящем отчёте прогноза изменения цен на нефть.
- 4) **Корпоративный подоходный налог (КПН)** в настоящее время, с 1 января 2011 года, на основании закона, подписанного Президентом Республики Казахстан 26 ноября 2010 года, действует по ставке 20% на налогооблагаемый доход.
- 5) **Налог на сверхприбыль (НСП)** основан на отношении годовых доходов к годовым расходам. Ставки организованы по пошагово возрастающей скользящей шкале и применяются к уровням чистого дохода, превышающим 25% от суммы вычетов НСП, как указано ниже:

| Процент от суммы вычетов | Освобождается от КПН | Ставка НСП | Процент от суммы вычетов | Освобождается от КПН | Ставка НСП |
|--------------------------|----------------------|------------|--------------------------|----------------------|------------|
| < 1,25 | 25% | 0% | 1,50 – 1,60 | 25% | 40% |
| 1,25 – 1,30 | 25% | 10% | 1,60 – 1,70 | 25% | 50% |
| 1,30 – 1,40 | 25% | 20% | > 1,70 | 25% | 60% |
| 1,40 – 1,50 | 25% | 30% | - | - | - |

С АО "Каспий нефть" взимаются и другие налоги и платежи, в числе которых необходимо отметить следующие:

1. 200 000 долл. США в год на развитие социальной сферы;
2. 1% от затрат на добычу (капитальные затраты на бурение + эксплуатационные расходы) на обучение казахстанских специалистов;
3. 1% эксплуатационных расходов в ликвидационный фонд;
4. Налог на имущество — в размере 1,5% балансовой стоимости;
5. Налог на фонд заработной платы — в размере 11% от фонда заработной платы;
6. 179 674 долл. США в год — на погашение ранее произведённых затрат, за 2018 год.

На основе условий действующего контракта на недропользование компания GCA допускает, что 20% сырой нефти месторождения Айранколь реализуется на внутреннем

рынке. По данным АО "Каспий нефть": транспортные расходы по территории Казахстана составляют 0,24 долл. США/барр. Экспортная цена принята с суммарной уменьшающей разницей 3,03 долл. США/барр. по отношению к цене сорта "Брент". Расходы по транспортировке на экспорт составляют 4,77 долл. США/барр.

Компанией GCA принят следующий сценарий изменения цены на нефть сорта "Брент", актуальный для первого квартала 2018 года:

| Год | Долл. США/барр. |
|--------------|-----------------|
| 2018 | 65,26 |
| 2019 | 61,65 |
| 2020 | 65,00 |
| 2021 | 66,30 |
| В дальнейшем | 2,0% |

Годовой темп инфляции в расчётах капитальных расходов и эксплуатационных затрат был принят равным 5% до 2022 года и 2% в дальнейшем.

Экономические результаты представлены в приведённой ниже таблице, а соответствующие им подтверждающие таблицы потоков денежных средств приведены в Приложении III.

| Показатели ЧПС после начисления налогов | Единица Измерения | Доказанные | Доказанные + вероятные | Доказанные + вероятные + возможные |
|---|-------------------|------------|------------------------|------------------------------------|
| ЧПС при 0% | Млн. долл. США | 741,53 | 994,72 | 1 114,57 |
| ЧПС при 5% | Млн. долл. США | 531,57 | 666,83 | 737,69 |
| ЧПС при 7,5% | Млн. долл. США | 456,83 | 558,71 | 614,58 |
| ЧПС при 10% | Млн. долл. США | 396,09 | 474,32 | 519,05 |
| ЧПС при 12,5% | Млн. долл. США | 346,22 | 407,42 | 443,71 |
| ЧПС при 15% | Млн. долл. США | 304,88 | 353,60 | 383,43 |
| Внутренняя норма доходности (ВНД) | % | 100+ | 100+ | 100+ |

Примечания:

1. ЧПС рассчитывалась на основе дисконтированного потока денежных средств, включающих условия налогообложения, применимые к анализируемым активам.
2. Потоки денежных средств приведены с учетом дисконтирования на середину периода до 31 декабря 2017 года.
3. Приведенные здесь справочные ЧПС не являются рыночной стоимостью анализируемых активов или их части.
4. Показатели по доказанным запасам, приведенные в таблице, включают потоки денежных средств только до конца срока действия контракта в 2029 году, а два другие варианта включают потоки денежных средств до конца периода рентабельной эксплуатации или до конца срока действия договора, с учётом его продления на 5 лет, в 2034 году.

Приложение I

Глоссарий / Коэффициенты пересчёта

Перечень стандартных терминов и сокращений, применяемых в нефтяной промышленности

| | |
|-----------------|---|
| ABEX | расходы по ликвидации скважины |
| ACQ | годовой контрактный объем |
| °API | плотность нефти по классификации АНИ (Американский нефтяной институт) |
| AAPG | Американская ассоциация нефтяных геологов |
| AVO | зависимость амплитуды отражения от удаления |
| A\$ | австралийские доллары |
| B | миллиард (10 ⁹) |
| Bbl | баррель |
| /Bbl | за баррель |
| BBbl | миллиард баррелей |
| BHA | забойная компоновка |
| BHC | влияние скважины скомпенсировано |
| BKZ log | Распространённый в российской практике боковой каротаж удельного электрического сопротивления, выполняемый на каротажном кабеле |
| Bscf или Bcf | млрд. станд. куб. футов |
| Bscfd или Bcfd | млрд. станд. куб. футов в день |
| Bm ³ | млрд. куб. м |
| bcpd | баррелей конденсата в день |
| BHP | забойное давление |
| blpd | баррелей жидкости в день |
| bpd | баррелей в день |
| boe@ xxx | (б.н.э.) баррель в нефтяном эквиваленте при xxx тыс. куб. футов/барр. |
| boepd@ xxx | баррелей в нефтяном эквиваленте в день при xxx тыс. куб. футов/барр. |
| BOP | противовыбросовый превентор |
| bopd | баррелей нефти в сутки |
| bwpd | баррелей воды в сутки |
| BS&W | твёрдый отстой и вода |
| BTU | британская тепловая единица |
| bwpd | баррелей воды в сутки |
| CBM | метан угольных пластов |
| CO ₂ | двуокись углерода |
| CAPEX | капитальные затраты, капиталовложения |
| CCGT | парогазовая турбина |
| cm | сантиметр |
| CMM | метан угольных шахт |
| CNG | сжатый природный газ |
| Sp | сантипуаз (единица измерения вязкости) |
| CSG | газ угольных пластов |
| CIT | корпоративный подоходный налог |
| CPI | интерпретация с компьютерной обработкой [материалов геофизического исследования скважины на каротажном кабеле] |
| DCQ | ежедневное количество, оговоренное контрактом |
| Deg C | градусов по Цельсию |
| Deg F | градусов по Фаренгейту |
| DHI | прямой признак углеводородов |
| DST | (ПБК) пластоиспытания на бурительной колонне |
| DWT | тонна дедвейт |
| E&A | разведка и оценка |
| E&P | разведка и добыча |
| EBIT | доходы до вычета процентов и налогов |
| EBITDA | доходы до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации |
| EI | доля компенсационных выплат |
| EIA | (ОВОС) оценка воздействия на окружающую среду |

| | |
|------------------|---|
| EMV | ожидаемая денежная стоимость |
| EOR | (МПНО) методы повышения нефтеотдачи |
| EUR | расчётные предельные извлекаемые запасы |
| FDP | план разработки месторождения |
| FEED | (ППД) подготовка предпроектной документации |
| FPSO | плавучая система для добычи, хранения и отгрузки нефти |
| FSO | (ПНХ) плавучее нефтеналивное хранилище |
| ft | фут |
| Fx | валютный курс |
| g | грамм |
| g/cc | г на куб.см |
| gal | галлон |
| gal/d | галлонов в сутки |
| G&A | общие и административные расходы |
| GBP | фунт стерлингов |
| GDT | подошва газонасыщенного интервала |
| GIIP | начальные геологические запасы газа |
| Gj | гигаджоуль (один млрд. джоулей) |
| GOR | газовый фактор |
| GTL | перевод газовой фазы в жидкости |
| GWC | (ГВК) газо-водяной контакт |
| HDT | подошва интервала, насыщенного углеводородами |
| HSE | (ОТОСБ) охрана труда, окружающей среды и техника безопасности |
| HSFO | высокосернистый мазут |
| HUT | кровля интервала, насыщенного углеводородами |
| H ₂ S | сероводород |
| IOR | улучшенное нефтеизвлечение |
| IPP | независимые производитель энергии |
| IRR | (ВНР) внутренняя норма рентабельности |
| J | джоуль (единица измерения энергии) килоджоуль = 0,9478 BTU) |
| k | проницаемость |
| KB | вкладыш под ведущую бурильную трубу |
| KJ | килоджоуль (одна тыс. джоулей) |
| kl | килолитр |
| km | километр |
| km ² | кв. километр |
| kPa | тыс. паскалей (единица измерения давления) |
| KW | киловатт |
| KWh | киловатт/час |
| LKG | (НГГ) нижняя граница газосности |
| LKH | нижняя граница углеводородов |
| LKO | (НГН) нижняя граница нефтеносности |
| LNG | (СПГ) сжиженный природный газ |
| LoF | срок эксплуатации месторождения |
| LPG | сжиженный попутный газ |
| LTI | травма с потерей трудоспособности |
| LWD | каротаж в процессе бурения |
| m | метр |
| M | тысяча |
| m ³ | куб. метр |
| Mcf или Mscf | тыс. стандартных куб. футов |
| MCM | заседание правления |
| MMcf or MMscf | млн. станд. куб. футов |
| m ³ d | куб. м в сутки |
| mD | миллидарси (единица измерения проницаемости) |
| MD | глубина по стволу скважины |

| | |
|-------------------|--|
| MDT | модульный динамический пластоиспытатель |
| Mean | среднее арифметическое нескольких чисел |
| Median | срединное значение выборки чисел |
| MFT | многоинтервальный опробователь пластов |
| mg/l | мг/л |
| MJ | мегаджоуль (один миллион джоулей) |
| Mm ³ | тыс.куб.м |
| Mm ³ d | тыс.куб.м/сутки |
| MM | миллион |
| MMBbl | млн.барр. |
| MMBTU | млн.брит. тепловых единиц |
| Mode | мода (значение, чаще всего встречающееся в наборе значений = наиболее вероятное) |
| Mscfd | тыс.станд.куб.футов/сутки |
| MMscfd | млн.станд.куб.футов/сутки |
| MW | мегаватт |
| MWD | скважинные измерения в процессе бурения (забойная телеметрическая система) |
| MWh | мегаватт/час |
| mya | миллионы лет назад |
| NGL | газоконденсатные жидкости |
| N ₂ | азот |
| NPV | (ЧПС) чистая приведённая стоимость |
| OBM | буровой раствор на нефтяной основе |
| OCM | совещание рабочего комитета |
| ODT | подошва нефтенасыщенного интервала |
| OPEX | эксплуатационные расходы |
| OWC | водо-нефтяной контакт |
| p.a. | в год |
| Pa | паскаль (единица измерения давления) |
| P&A | ликвидированный с установкой мостовой пробки |
| PDP | доказанные, освоенные, разрабатываемые |
| PI | коэффициент продуктивности скважины |
| PJ | петаджоуль (10 ¹⁵ джоулей) |
| PSDM | глубинная миграция после суммирования |
| psi | фунтов/кв.дюйм |
| psia | абсолютное давление в фунтах на квадратный дюйм |
| psig | манометрическое давление в фунтах на квадратный дюйм |
| PUD | доказанные неосвоенные |
| PVT | давление-объём-температура |
| P10 | вероятность 10% |
| P50 | вероятность 50% |
| P90 | вероятность 90% |
| Rf | коэффициент отдачи |
| RFT | опробователь пластов многократного действия |
| RT | ротор буровой установки |
| R _w | удельное сопротивление воды |
| SCAL | специальный анализ керна |
| cf или scf | стандартный кубический фут |
| cf/d or scfd | стандартных кубических футов/сут. |
| scf/ton | стандартных кубических футов / т |
| SL | линейный метод учета (для амортизации) |
| s _o | нефтенасыщенность |
| SPE | Общество инженеров-нефтяников |
| SPEE | Общество инженеров-нефтяников по оценке месторождений |
| ss | поддонный |
| stb | объём нефти в баррелях, приведённый к стандартным условиям |
| STOIIP | балансовые запасы товарной нефти |

| | |
|----------------|---|
| S _w | водонасыщенность |
| T | (т) тонна |
| TD | полная глубина |
| Te | метрическая тонна |
| THP | устьевое давление |
| TJ | тераджоуль (10 ¹² джоулей) |
| Tscf или Tcf | трлн.станд.куб.футов |
| TCM | заседание технического совета |
| TOC | общее содержание органического углерода |
| TOP | условие, обязывающее покупателя принять товар или выплатить неустойку |
| Trpd | тонн/сутки |
| TVD | фактическая вертикальная глубина |
| TVDss | истинная вертикальная глубина под морским дном |
| USGS | Геологическая служба США |
| US,\$ | доллар США |
| VSP | вертикальное сейсмическое профилирование |
| WC | обводненность |
| WI | прямое долевое участие |
| WPC | Всемирный нефтяной совет |
| WTI | Западно-Техасская Средняя нефть |
| wt% | весовой процент |
| 1H05 | первое полугодие (6 месяцев) 2005 г. (пример даты) |
| 2Q06 | второй квартал (3 месяца) 2006 г. (пример даты) |
| 2D | двухмерный |
| 3D | трехмерный |
| 4D | четырёхмерный |

КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕСЧЁТА

| | | | |
|---|---------------|-------------------------------|--------------------------|
| Пересчёт плотности нефти Айранколь | 7,6 барр. / т | | |
| Проницаемость 1 мД | = | 9,869 (E-04) мкм ² | |
| Объём 1 баррель товарной нефти (API) | = | 0,159 м ³ | = 5,615 фут ³ |
| Площадь 1 гектар | = | 10 000 м ² | = 2,47 акра |
| Давление 1 фунт / кв. дюйм | = | 6,89 КПа | |

Приложение II
Сокращенная версия SPE PRMS

Система управления нефтегазовыми ресурсами

Определения и нормативы (¹)

Март 2007

Введение

Запасами нефти и газа является расчетные количества углеводородов, которые в результате естественных процессов возникают и находятся на поверхности или внутри земной коры. Подсчет ресурсов заключается в определении полного расчетного количества открытых и неразведанных запасов углеводородов, причем оценка ресурсов касается потенциально извлекаемых запасов, которые могут подлежать коммерческой разработке. Система управления нефтегазовыми ресурсами предлагает согласованный метод подсчета углеводородных запасов, оценки проектов разработки месторождений и обобщения результатов в виде комплексной классификации.

Начало международным инициативам по стандартизации методов определения и подсчета запасов нефти и газа было положено в 1930г. Ранние нормативы уделяли особое внимание доказанным запасам. Учитывая работу, проделанную Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИОЗНГ), в 1987г. ОИН опубликовало определения для всех категорий запасов. В том же году Мировой совет нефти (МСН, в то время носивший название Мирового конгресса нефти) в результате своего собственного исследования опубликовал фактически аналогичные определения запасов. В 1997г. эти две организации совместно обнародовали единый список определений запасов для международного использования. В 2000г. Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН), ОИН и МНС совместно разработали систему классификации всех нефтегазовых ресурсов, после чего были опубликованы следующие вспомогательные документы: дополнительные рекомендации по практическому применению (2001) и глоссарий терминов, использованных в документе «Определения ресурсов» (2005). ОИН также обнародовало стандарты для подсчета и аудита информации о запасах (последняя редакция 2007г.)

Сегодня данные определения и соответствующая система классификации повсеместно используются в международной практике нефтегазовой индустрии в качестве критерия сопоставимости и с целью снижения доли субъективности во время оценки запасов. В то же время, технологии, используемые в области разведки, разработки, добычи и переработки углеводородного сырья постоянно развиваются и совершенствуются. Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (ОИН) тесно сотрудничает с другими организациями с целью проведения регулярного пересмотра определений и ключевых вопросов в соответствии с усовершенствованием технологий и изменениями конъюнктуры.

Документ ОИН СУНР обобщает, развивает и замещает нормативы, которые содержатся в «Определениях нефтегазовых запасов» 1997г., «Классификации и определениях нефтегазовых запасов» 2000г., а также «Нормативах для оценки нефтегазовых запасов и ресурсов» 2001г., причем последний документ продолжает являться ценным источником подробной информации по вопросу.

Данные определения и нормативы призваны служить единым стандартом для международной нефтегазовой индустрии, включая государственные органы финансовой и правовой отчетности, а также содействовать выполнению требований в области управления нефтегазовыми проектами и активами. Кроме того, целью их использования является достижение большей прозрачности в сфере международного общения по вопросам нефтегазовых ресурсов. Ожидается, что документ ОИН СУНР будет внедряться параллельно с развитием специализированных образовательных программ и рекомендаций по практическому применению в самых различных технических и коммерческих областях.

Данные определения и нормативы предоставляют пользователям и учреждениям возможность гибкого применения в соответствии с их потребностями. Однако все изменения нормативов, содержащихся в данном документе, подлежат четкому определению. Определения и нормативы, содержащиеся в данном документе, не могут быть истолкованы как изменяющие значение или применение каких-либо существующих требований отчетности.

С полным текстом документа «Определения и нормативы ОИН СУНР» можно ознакомиться в Интернете: www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

¹ Данные «Определения и нормативы» являются частью документа «Система управления нефтегазовыми ресурсами» («ОИН СУНР») Общества инженеров-нефтяников, Международного нефтяного совета, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИН, МНС, ААГН, ОИОЗНГ), утвержденного в марте 2007г.

ЗАПАСЫ

Запасами являются те количества углеводородов, которые являются потенциально извлекаемыми с коммерческой целью и путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями.

Запасы должны отвечать следующим четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и основываться на проекте/проектах их разработки. Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и/или в соответствии со степенью их разработки и добычи. Для зачисления в класс запасов проект должен быть достаточно определенным, включая его рентабельность. Должны существовать достаточная уверенность в том, что все необходимые внутренние и внешние разрешения будут получены, а также подтверждение твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки. Приемлемые сроки для начала стадии разработки зависят от конкретных обстоятельств и отличаются в зависимости от масштаба проекта. Хотя пятилетний период является рекомендуемым показателем, более длительный срок может быть приемлемым в случае, если, например, разработка проектов была отложена производителем, наряду с другими причинами, в связи с конъюнктурой рынка или с целью выполнения иных контрактных или стратегических обязательств. Во всех случаях обоснования перевода в класс запасов должны быть подтверждены документально. Для включения в класс запасов должна существовать твердая уверенность в коммерческой производительности месторождения, подтвержденной практическими испытаниями пласта. В некоторых случаях запасы могут быть определены на основе показаний буровых журналов и/или анализа керна, которые подтверждают, что месторождение содержит углеводороды или является аналогом месторождений в данной местности, которые либо находятся на стадии добычи, либо могут стать производительными, что подтверждено результатами испытаний пласта.

В эксплуатации

Проект разработки находится в эксплуатации, т.е. производит и поставляет на рынок нефтепродукты.

Основным критерием в данном случае является факт получения проектом прибыли от продаж в отличие от согласованного проекта разработки, который подлежит завершению. На этом этапе «вероятность рентабельности» проекта разработки считается равной 100%. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале коммерческой добычи в рамках проекта.

Утвержденные для разработки

Все необходимые разрешительные документы получены, капитальные средства выделены, и реализация разработки по проекту осуществляется.

На этом этапе должна существовать уверенность в том, что разработка проекта состоится. Данный проект не должен зависеть от каких-либо непредвиденных обстоятельств, например, недостающих разрешений контролирующих органов или договоров о купле-продаже. Запланированные капитальные затраты должны быть включены в согласованный бюджет отчитывающегося предприятия на текущий или следующий год. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале инвестиций в строительство производственных мощностей и/или бурение эксплуатационных скважин.

Имеющие обоснование для разработки

Реализация проекта разработки является обоснованной вследствие приемлемых предполагаемых коммерческих условий на момент отчетности, а также достаточной уверенности в том, что все необходимые разрешения/контракты будут получены/заключены.

Для того чтобы перейти на данный уровень зрелости проекта и соответствующих запасов, проект разработки должен быть признан рентабельным на момент отчетности, исходя из прогнозов отчитывающегося предприятия в отношении цен, затрат и т.д., а также конкретных обстоятельств данного проекта. Наличие твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки является достаточным подтверждением рентабельности. Кроме того, в дополнение подтверждения рентабельности необходимо предоставить в достаточной мере подробный план разработки, а также продемонстрировать достаточную уверенность в том, что все разрешения контролирующих органов и договоры о купле-продаже, которые необходимо получить и заключить до начала реализации проекта,

будут получены и заключены. Помимо таковых разрешений/договоров не должно существовать никаких иных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы воспрепятствовать реализации проекта разработки в приемлемые сроки (см. «Класс запасов»). Так называемым переломным решением на данном этапе является решение отчитывающегося предприятия и его партнеров, если таковые существуют, о том, что проект находится на уровне достаточной технической и коммерческой зрелости, обосновывающем начало разработки.

Доказанные запасы

Доказанными запасами являются количества нефти и газа, которые, вследствие геофизических и технических исследований, с достаточной уверенностью считаются коммерчески извлекаемыми в течение определенного периода времени из определенных месторождений и в соответствии с определенными экономическими условиями, производственными методами и нормативными требованиями.

В соответствии с детерминистическими понятиями, термин «достаточная уверенность» используется для обозначения значительной степени убежденности в том, что данные количества будут извлечены. В соответствии с понятиями теории вероятности, должна существовать по крайней мере 90% вероятность того, что извлеченные количества будут равны или превзойдут предварительные расчеты. Территория месторождения, относящаяся к доказанным запасам, включает в себя:

- (1) территорию, ограниченную процессами бурения и определенной контурами залежей, если таковые имеются, а также
- (2) прилегающие не затронутые бурением участки месторождения, которые могут обоснованно считаться, вследствие геофизических и технических исследований, непрерывным продолжением данного месторождения, а также коммерчески производительными участками.

В случае отсутствия контуров залежей доказанные запасы месторождения будут определяться нижней границей нефтеносности в соответствии с глубиной забоя скважины, за исключением случаев, когда в наличии имеются иные исчерпывающие геофизические, технические или эксплуатационные данные. Таковой исчерпывающей информацией являются результаты анализа перепада давления и сейсмические показатели. Данные сейсморазведки в своей обособленности могут оказаться недостаточными для определения контуров залежей доказанных запасов (см. «Дополнительные рекомендации» 2001г., Раздел 8). Запасы на неразведанных территориях могут классифицироваться как доказанные в случае, если данные территории находятся в пределах неразбуренных участков месторождения, которое с обоснованной уверенностью может считаться производительным с коммерческой точки зрения. Имеющиеся геофизические и технические данные достаточно обоснованно указывают на то, что искомый пласт является непрерывным ответвлением разбуренных участков доказанных запасов. Касательно доказанных запасов, коэффициент извлечения нефти, применимый в отношении данных месторождений, должен определяться на основе анализа различных сценариев и моделей, а также качественной технической оценки характеристик участка доказанных запасов и внедряемой программы разработки.

Предполагаемые запасы

Предполагаемыми запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с доказанными запасами, но более вероятным по сравнению с вероятными запасами.

Существует вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся более или менее значительными, чем сумма расчетных доказанных и предполагаемых запасов. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности, должна существовать по крайней мере 50% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных и предполагаемых запасов. Предполагаемые запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам доказанных запасов, но где контроль за данными или интерпретация существующих данных являются менее определенными. Имеется вероятность того, что интерпретированная целостность пласта не удовлетворит критерию достаточной определенности. Расчетные предполагаемые запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из доказанных запасов.

Вероятные запасы

Вероятными запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с предполагаемыми запасами.

Существует малая вероятность того, что фактические извлекаемые количества превзойдут сумму доказанных, предполагаемых и вероятных запасов, которая представляет собой схему, основанную на завышенных расчетах. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности должна существовать по крайней мере 10% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных, предполагаемых и вероятных запасов. Вероятные запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам предполагаемых запасов, но где контроль за данными и интерпретация существующих данных являются поступательно менее определенными. Зачастую это может происходить там, где имеющиеся геофизические и технические данные не позволяют четко определить участок и вертикальные контуры нефтегазоносности коммерческой добычи на месторождении в пределах конкретного проекта. Расчетные вероятные запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из предполагаемых запасов.

Предполагаемые и вероятные запасы

(Смотри примечания выше касательно отдельных критериев для предполагаемых запасов и вероятных запасов).

Расчеты суммарных доказанных и предполагаемых запасов, а также доказанных, предполагаемых и вероятных запасов могут быть результатом допустимых альтернативных технических и коммерческих интерпретаций параметров месторождения и/или соответствующего проекта разработки, которые являются четко зафиксированными документально, включая сравнительный анализ с успешно реализованными сопоставимыми проектами. В условиях обычных залежей углеводородов предполагаемые и/или вероятные запасы могут быть определены там, где имеющиеся геофизические и технические данные указывают на наличие непосредственно прилегающих участков месторождения в пределах одной и той же залежи, которые отделены от участков доказанных запасов из-за небольшого разрывного залегания породы или иного геологического разрыва. Такие участки не подвергались бурению, но их интерпретация позволяет полагать, что они сообщаются с (доказанными) запасами определенного месторождения. Предполагаемые или вероятные запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены выше участков доказанных запасов. Вероятные, а в некоторых случаях и предполагаемые, запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены ниже прилегающих участков доказанных запасов или суммарных доказанных и предполагаемых запасов. Следует проявлять осмотрительность при определении запасов в пределах прилегающих месторождений, отделенных посредством крупных разломов (потенциальных закупорок), до того как это месторождение разбурено и отнесено к категории коммерчески рентабельных. Обоснования определения запасов в таких случаях должны быть четко зафиксированы документально. Запасы не могут быть определены на участках, которые отчетливо отделены от установленной залежи непроницающим пластом, т.е. отсутствием пласта; пластом, структурно расположенным ниже; пластом с отрицательными результатами испытаний. Подобные участки могут содержать перспективные ресурсы. В условиях обычных залежей углеводородов, где в результате бурения было установлено повышение верхней границы нефтеносности и существует вероятность наличия шапки попутного газа, доказанные запасы нефти могут быть определены только на тех участках месторождения, которые структурно расположены выше, и если существует достаточная уверенность, основанная на документально зафиксированных результатах технических исследований, в том, что данные участки с самого начала находятся выше давления насыщения. Запасы на участках месторождения, которые не удовлетворяют данному критерию, могут быть определены в качестве предполагаемых и вероятных запасов нефти и/или газа в зависимости от характеристик пластовой жидкости и интерпретации перепадов давления.

Подготовленные разведанные запасы

Подготовленными и разведанными запасами являются количества углеводородов, которые предполагается извлечь из существующих скважин и посредством существующих производственных мощностей.

Запасы считаются подготовленными и разведанными только после установки необходимого оборудования или в том случае, когда затраты на подобную установку являются относительно небольшими по сравнению со стоимостью скважины. В случае если предусмотренное оборудование становится недоступным, может возникнуть необходимость перевода данных запасов из категории подготовленных и разведанных в категорию неосвоенных. Кроме того, подготовленные разведанные запасы могут быть переведены в категорию запасов, находящихся в эксплуатации, или непроницающих запасов.

Разведанные разрабатываемые запасы

Разведанные разрабатываемые запасы предполагается извлечь из интервалов заканчивания, открытых и находящихся в эксплуатации в расчетные сроки.

Запасы, зависящие от усовершенствования добычи, считаются разрабатываемыми только после введения в эксплуатацию проекта по усовершенствованию добычи.

Разведанные неразрабатываемые запасы

Разведанные неразрабатываемые запасы включают в себя запасы закрытых/остановленных скважин, а также разбуренные, но не извлеченные запасы.

Предполагается, что запасы закрытых скважин подлежат извлечению из:

- (1) интервалов заканчивания, являющимися открытыми в расчетные сроки, но еще не находящимися в эксплуатации,
- (2) скважин, которые были закрыты/остановлены в связи с конъюнктурой рынка или по причине трубопроводных соединений, или
- (3) скважин, которые не могут быть введены в эксплуатацию по механическим причинам.

Предполагается, что разбуренные, но не извлеченные запасы подлежат извлечению из тех участков существующих скважин, для которых потребуется дополнительное бурение и заканчивание скважины или повторное освоение скважины до ввода в эксплуатацию. Во всех этих случаях при первичном или повторном вводе в эксплуатацию с целью добычи затраты будут относительно небольшими в сравнении со стоимостью бурения новой скважины.

Неосвоенные запасы

Неосвоенными запасами являются те количества, которые предполагается извлечь в будущем посредством новых инвестиций:

- (1) из новых скважин на неразбуренных участках в пределах установленной площади нефтегазоносности,
- (2) посредством углубления существующих скважин в иной, но установленный пласт месторождения,
- (3) из уплотнительных скважин, которые повышают уровень добычи, или
- (4) там, где требуются относительно высокие затраты (в сравнении со стоимостью бурения новой скважины) с целью:
 - (a) повторного освоения существующей скважины или
 - (b) установки оборудования для добычи или транспортировки в рамках проектов добычи или усовершенствования добычи.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из установленных месторождений посредством применения проектов разработки, но которые на сегодняшний день не считаются пригодными для коммерческой добычи вследствие каких-либо обстоятельств.

Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых пока не найдены конкурентные рынки сбыта; где коммерческая добыча зависит от технологий в стадии разработки; где оценка месторождения не является достаточной для четкого определения рентабельности. Условные ресурсы могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени уверенности в расчетах, а также в зависимости от уровня зрелости проекта и/или в соответствии с его экономическим положением.

Стадия, предшествующая разработке

Разведанное месторождение, на котором ведутся работы по проекту с целью обоснования коммерческой разработки в ближайшее время.

Считается, что такой проект обладает умеренным потенциалом для возможной коммерческой разработки, в соответствии с чем ведутся работы по сбору данных, включая результаты бурения, сейсморазведки и др., и/или оценки с целью подтверждения того, что проект является коммерчески рентабельным, и обоснования выбора соответствующего плана разработки. Критические обстоятельства и препятствия на пути реализации проекта были определены и ожидается, что они будут устранены в приемлемые сроки. Следует отметить, что вследствие не соответствующих ожиданиям результатов оценки может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «приостановленных» или «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о продолжении работ по сбору данных и/или исследований с целью перевода проекта на такой уровень технической и коммерческой зрелости, который может предшествовать принятию решения о начале работ по разработке и добыче.

Разработка не определена или приостановлена

Разведанное месторождение, на котором работы по проекту приостановлены и/или ожидается значительная задержка в вынесении решения об обосновании коммерческой разработки.

Считается, что такой проект обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки, однако дальнейшие работы по оценке приостановлены до устранения значительных внешних препятствий на пути реализации проекта. Иной причиной такой приостановки может являться необходимость проведения значительных дальнейших работ по оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки. При таких обстоятельствах возможна значительная задержка перехода на стадию разработки. Следует отметить, что при изменении обстоятельств (например, если более не существует достаточной уверенности в том, что критическое препятствие может быть устранено в приемлемые сроки), может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение либо о продолжении работ по дополнительной оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки, либо о приостановке дальнейших действий до устранения внешних препятствий.

Разработка не является рентабельной

Разведанное месторождение, где в данный момент не предвидится проведение работ по разработке или сбору дополнительных данных в связи с ограниченным производительным потенциалом.

Считается, что таковой проект не обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки на момент отчетности, однако теоретически извлекаемые количества зафиксированы документально с целью определения потенциальных возможностей в случае значительного усовершенствования технологий или крупных изменений конъюнктуры рынка. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о прекращении дальнейших работ по сбору данных или исследований по проекту.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из неразведанных месторождений.

Оценка потенциальных месторождений проводится в соответствии с вероятностью открытия, а также, в случае открытия, вероятности того, что расчетные количества будут извлекаемыми в соответствии с согласованным планом разработки. Во внимание принимается тот факт, что данные планы разработки будут значительно менее подробными, а также будут в большей мере зависеть от сравнительного анализа с аналогами на ранних стадиях разведки.

Разведваемый участок – Категория 1 (Prospect)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, достаточно определенной для того, чтобы являться объектом практически осуществимого бурения.

Целью работ по проекту является оценка вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с программой коммерческой разработки.

Разведваемый участок – Категория 2 (Lead)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, в данное время недостаточно определенной. Необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных для того, чтобы данный разведваемый участок был переведен из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect).

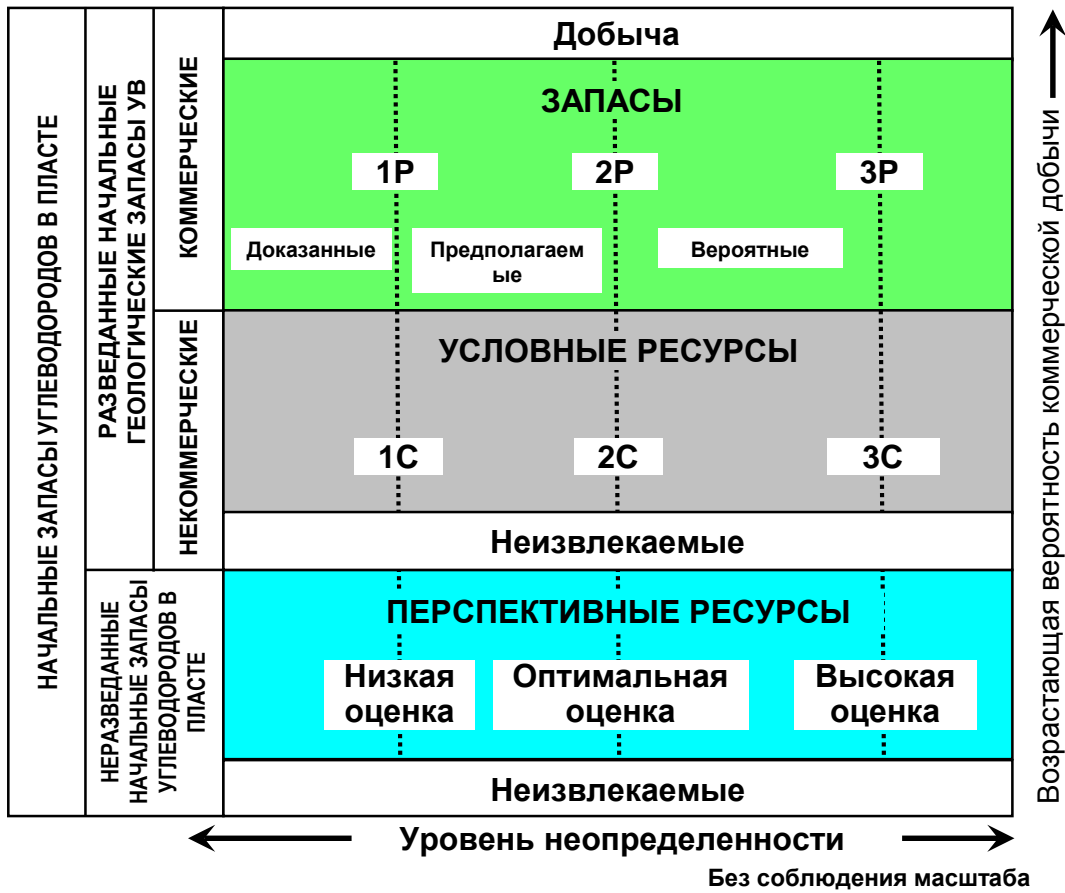
Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для принятия решения о том, может ли данный разведваемый участок перейти из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect). Данный процесс включает в себя оценку вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с практически осуществимыми сценариями разработки.

Разведваемый участок – Категория 3 (Play)

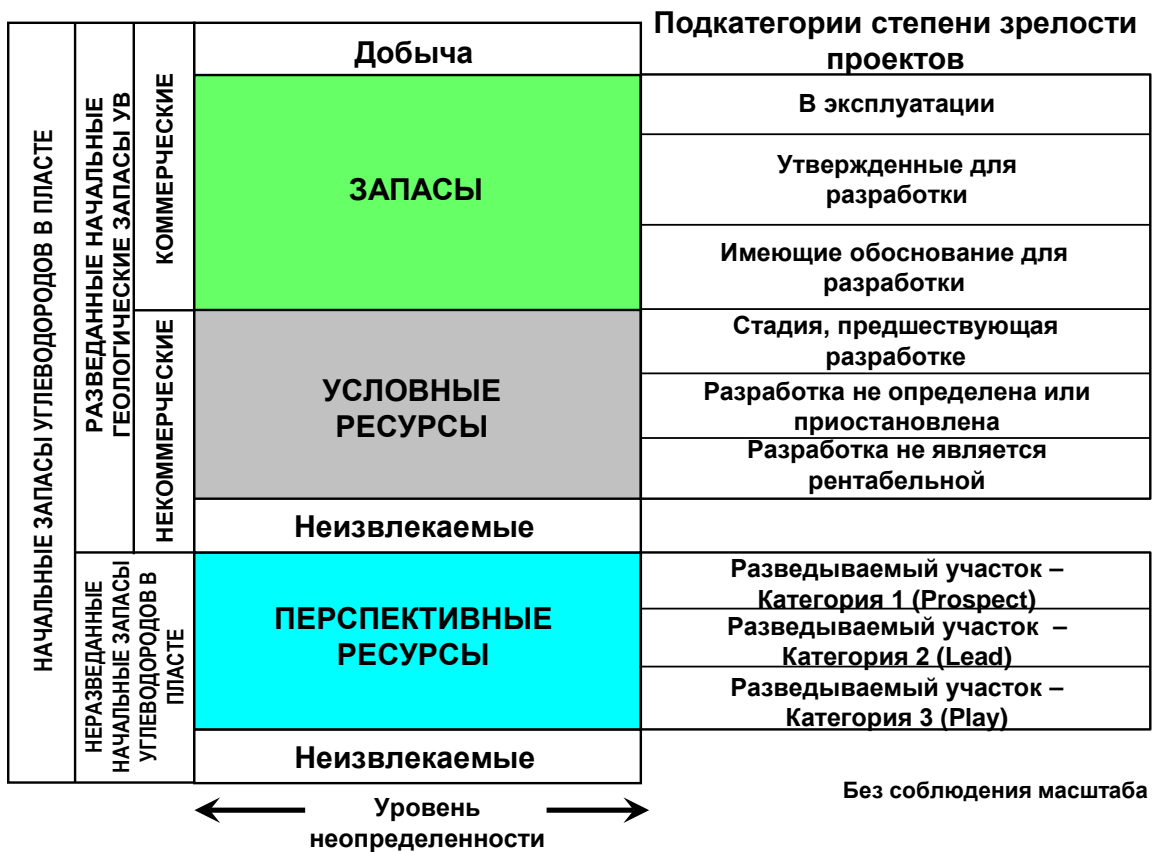
Проект в пределах предполагаемого количества потенциальных разведываемых участков, для которых необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных и/или оценке с целью определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect).

Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect) для более подробного анализа вероятности их открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с гипотетическими сценариями разработки.

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ



ЗРЕЛОСТЬ ПРОЕКТА



Приложение III

Расчёты чистой приведённой стоимости (ЧПС) для месторождения Айранколь по категориям запасов "Доказанные" (1P), "Доказанные плюс вероятные" (2P) и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные" (3P)

Казахстан (Новый налоговый кодекс 2009 года)
Анализ движения денежных средств по всему месторождению в целом при условии
100% долевого участия с учётом эскалации цен и затрат

| | | |
|----------------------|-------------------|---------|
| Месторождение: | АО "Каспий нефть" | |
| Вариант: | 1P | |
| | В начале | В конце |
| Прямая доля участия: | 100,0% | 100,0% |
| Доля в доходах: | 100,0% | 100,0% |

| Номинальные значения чистой приведённой стоимости по состоянию на 01 янв. 15 (млн. долл. США) | | |
|---|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0% | 1164,19 | 741,53 |
| 5,0% | 845,74 | 531,57 |
| 7,5% | 731,31 | 456,83 |
| 10,0% | 637,76 | 396,09 |
| 12,5% | 560,5 | 346,22 |
| 15,0% | 496,09 | 304,88 |
| ВНД | 100 + | 100 + |

| Начало периода | Нефть на экспорт | | Нефть на внутренний рынок | | Газ 1 | | Доход от м/р, млн. долл. США | НДПИ, млн. долл. США | Чистый доход, млн. долл. США | Доход подрядчика, млн. долл. США | Капит. затраты, млн. долл. США | Затраты на ликвид., млн. долл. США | Экспл. расходы, млн. долл. США | Бонусные выплаты, млн. долл. США | Перенос / возмещ., млн. долл. США | Сборы, не связанные с доходом | | ЧПДС до вычета налогов, млн. долл. США | Налог на сверх-прибыль, млн. долл. США | Корп. подход, налог, млн. долл. США | ЧПДС после вычета налогов, млн. долл. США | |
|----------------|--------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|--|--|-------------------------------------|---|--|
| | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млрд. куб. фут. | Цена, долл. США / тыс. куб. фут. | | | | | | | | | | РНЭ и эксп. пошлина, млн. долл. США | Прочие сборы, млн. долл. США | | | | | |
| янв. 18 | 4,81 | 62,23 | 1,20 | 26,42 | | | 331,07 | 24,74 | 306,33 | 306,33 | 15,31 | 0,42 | 42,12 | | | 81,91 | 2,06 | 164,5 | 35,82 | 34,65 | 94,03 | |
| янв. 19 | 4,36 | 58,62 | 1,09 | 22,81 | | | 280,61 | 21,08 | 259,53 | 259,53 | 12,41 | 0,40 | 40,46 | | | 69,22 | 1,9 | 135,13 | 29,05 | 29,03 | 77,05 | |
| янв. 20 | 3,88 | 61,97 | 0,97 | 26,16 | | | 265,71 | 19,86 | 245,85 | 245,85 | 9,27 | 0,39 | 39,19 | | | 65,91 | 1,94 | 129,14 | 25,67 | 27,02 | 76,45 | |
| янв. 21 | 3,48 | 63,27 | 0,87 | 27,46 | | | 244,38 | 16,03 | 228,35 | 228,35 | 4,79 | 0,39 | 38,70 | | | 59,85 | 1,9 | 122,72 | 23,19 | 24,74 | 74,79 | |
| янв. 22 | 3,09 | 64,60 | 0,77 | 28,79 | | | 221,60 | 14,51 | 207,09 | 207,09 | 5,16 | 0,38 | 37,77 | | | 53,59 | 1,9 | 108,29 | 18,64 | 21,83 | 67,82 | |
| янв. 23 | 2,73 | 65,95 | 0,68 | 30,14 | | | 200,48 | 13,11 | 187,37 | 187,37 | | 0,36 | 35,82 | | | 49,68 | 1,76 | 99,75 | 14,53 | 19,08 | 66,14 | |
| янв. 24 | 2,43 | 67,33 | 0,61 | 31,52 | | | 182,49 | 11,91 | 170,57 | 170,57 | | 0,34 | 34,06 | | | 48,07 | 1,67 | 86,43 | 10,24 | 16,42 | 59,78 | |
| янв. 25 | 2,15 | 68,74 | 0,54 | 32,93 | | | 165,64 | 10,80 | 154,84 | 154,84 | | 0,32 | 32,43 | | | 43,12 | 1,59 | 77,38 | 8,54 | 14,6 | 54,24 | |
| янв. 26 | 1,92 | 70,17 | 0,48 | 34,36 | | | 151,12 | 9,84 | 141,29 | 141,29 | | 0,31 | 31,05 | | | 40,15 | 1,5 | 68,28 | 6,49 | 12,78 | 49,01 | |
| янв. 27 | 1,71 | 71,63 | 0,43 | 35,82 | | | 138,14 | 6,52 | 131,62 | 131,62 | | 0,30 | 29,84 | | | 36,27 | 1,42 | 63,79 | 6,41 | 11,88 | 45,51 | |
| янв. 28 | 1,54 | 73,13 | 0,38 | 37,32 | | | 126,83 | 5,98 | 120,85 | 120,85 | | 0,29 | 28,81 | | | 32,91 | 1,36 | 57,47 | 5,91 | 10,92 | 40,64 | |
| янв. 29 | 1,37 | 74,65 | 0,34 | 38,84 | | | 115,94 | 5,46 | 110,47 | 110,47 | | 0,28 | 27,84 | | | 29,74 | 1,32 | 51,3 | 5,28 | 9,93 | 36,08 | |
| янв. 30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 31 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 32 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 33 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 38 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 41 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 42 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 44 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 45 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 49 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 33,47 | | 8,37 | | — | | 2 424,01 | 159,85 | 2 264,16 | 2 264,16 | 46,94 | 4,18 | 418,10 | — | — | 610,42 | 20,34 | 1 164,19 | 189,77 | 232,89 | 741,53 | |

Казахстан (Новый налоговый кодекс 2009 года)
Анализ движения денежных средств по всему месторождению в целом при условии
100% долевого участия с учётом эскалации цен и затрат

| | | |
|----------------------|-------------------|---------|
| Месторождение: | АО "Каспий нефть" | |
| Вариант: | 2P | |
| | В начале | В конце |
| Прямая доля участия: | 100,0% | 100,0% |
| Доля в доходах: | 100,0% | 100,0% |

| Номинальные значения чистой приведённой стоимости по состоянию на 01 янв. 15 (млн. долл. США) | | |
|---|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0% | 1560,28 | 994,72 |
| 5,0% | 1063,03 | 666,83 |
| 7,5% | 897,25 | 558,71 |
| 10,0% | 766,96 | 474,32 |
| 12,5% | 662,94 | 407,42 |
| 15,0% | 578,7 | 353,6 |
| ВНД | 100 + | 100 + |

| Начало периода | Нефть на экспорт | | Нефть на внутренний рынок | | Газ 1 | | Доход от м/р, млн. долл. США | НДПИ, млн. долл. США | Чистый доход, млн. долл. США | Доход подрядчика, млн. долл. США | Капит. затраты, млн. долл. США | Затраты на ликвид., млн. долл. США | Экспл. расходы, млн. долл. США | Бонусные выплаты, млн. долл. США | Перенос / возмещ., млн. долл. США | Сборы, не связанные с доходом | | ЧПДС до вычета налогов, млн. долл. США | Налог на сверх-прибыль, млн. долл. США | Корп. подход. налог, млн. долл. США | ЧПДС после вычета налогов, млн. долл. США | |
|----------------|--------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|--|--|-------------------------------------|---|--|
| | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млрд. куб. фут. | Цена, долл. США / тыс. куб. фут. | | | | | | | | | | РНЭ и эксп. пошлина, млн. долл. США | Прочие сборы, млн. долл. США | | | | | |
| янв. 18 | 4,87 | 62,23 | 1,22 | 26,42 | | | 335,04 | 25,04 | 310,01 | 310,01 | 15,31 | 0,42 | 41,90 | | | 82,90 | 2,06 | 167,42 | 36,9 | 35,23 | 95,29 | |
| янв. 19 | 4,70 | 58,62 | 1,17 | 22,81 | | | 302,01 | 22,69 | 279,32 | 279,32 | 12,41 | 0,42 | 42,01 | | | 74,50 | 1,92 | 148,06 | 32,73 | 31,62 | 83,71 | |
| янв. 20 | 4,35 | 61,97 | 1,09 | 26,16 | | | 298,26 | 22,29 | 275,96 | 275,96 | 9,27 | 0,42 | 41,82 | | | 73,99 | 1,97 | 148,51 | 31,03 | 30,9 | 86,58 | |
| янв. 21 | 3,88 | 63,27 | 0,97 | 27,46 | | | 272,41 | 20,33 | 252,09 | 252,09 | 4,79 | 0,41 | 40,98 | | | 66,72 | 1,92 | 137,26 | 26,14 | 27,66 | 83,46 | |
| янв. 22 | 3,48 | 64,60 | 0,87 | 28,79 | | | 249,49 | 16,34 | 233,15 | 233,15 | 5,16 | 0,40 | 40,14 | | | 60,34 | 1,93 | 125,18 | 23,47 | 25,21 | 76,5 | |
| янв. 23 | 3,11 | 65,95 | 0,78 | 30,14 | | | 228,40 | 14,93 | 213,46 | 213,46 | | 0,38 | 38,23 | | | 56,60 | 1,79 | 116,46 | 18,96 | 22,43 | 75,07 | |
| янв. 24 | 2,79 | 67,33 | 0,70 | 31,52 | | | 209,91 | 13,70 | 196,21 | 196,21 | | 0,36 | 36,45 | | | 55,29 | 1,7 | 102,41 | 14,07 | 19,62 | 68,72 | |
| янв. 25 | 2,50 | 68,74 | 0,62 | 32,93 | | | 192,05 | 12,52 | 179,53 | 179,53 | | 0,35 | 34,75 | | | 49,99 | 1,61 | 92,84 | 12,09 | 17,7 | 63,04 | |
| янв. 26 | 2,24 | 70,17 | 0,56 | 34,36 | | | 176,38 | 11,48 | 164,90 | 164,90 | | 0,33 | 33,27 | | | 46,85 | 1,52 | 82,91 | 9,48 | 15,71 | 57,72 | |
| янв. 27 | 2,01 | 71,63 | 0,50 | 35,82 | | | 162,13 | 10,54 | 151,59 | 151,59 | | 0,32 | 31,96 | | | 42,56 | 1,44 | 75,31 | 8,11 | 14,19 | 53,01 | |
| янв. 28 | 1,81 | 73,13 | 0,45 | 37,32 | | | 149,57 | 7,06 | 142,51 | 142,51 | | 0,31 | 30,82 | | | 38,81 | 1,38 | 71,19 | 9,06 | 13,67 | 48,47 | |
| янв. 29 | 1,63 | 74,65 | 0,41 | 38,84 | | | 137,31 | 6,47 | 130,84 | 130,84 | | 0,30 | 29,72 | | | 35,22 | 1,34 | 64,26 | 8,25 | 12,53 | 43,48 | |
| янв. 30 | 1,47 | 76,20 | 0,37 | 40,39 | | | 126,50 | 5,95 | 120,54 | 120,54 | | 0,29 | 28,77 | | | 33,05 | 1,32 | 57,12 | 6,84 | 11,28 | 39,00 | |
| янв. 31 | 1,32 | 77,79 | 0,33 | 41,98 | | | 116,61 | 5,48 | 111,13 | 111,13 | | 0,28 | 27,93 | | | 31,18 | 1,3 | 50,44 | 5,44 | 10,04 | 34,96 | |
| янв. 32 | 1,19 | 79,41 | 0,30 | 43,60 | | | 107,86 | 5,07 | 102,79 | 102,79 | | 0,27 | 27,20 | | | 28,52 | 1,29 | 45,5 | 4,71 | 9,15 | 31,63 | |
| янв. 33 | 1,07 | 81,05 | 0,27 | 45,24 | | | 99,25 | 4,66 | 94,59 | 94,59 | | 0,26 | 26,49 | | | 26,67 | 1,29 | 39,88 | 3,43 | 8,03 | 28,42 | |
| янв. 34 | 0,97 | 82,74 | 0,24 | 46,93 | | | 91,63 | 4,30 | 87,34 | 87,34 | | 0,26 | 25,89 | | | 24,35 | 1,28 | 35,55 | 2,73 | 7,16 | 25,66 | |
| янв. 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 38 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 41 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 42 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 44 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 45 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 49 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 43,39 | | 10,85 | | — | | 3 254,80 | 208,85 | 3 045,95 | 3 045,95 | 46,94 | 5,78 | 578,34 | — | — | 827,55 | 27,55 | 1 560,28 | 253,44 | 312,12 | 994,72 | |

Казахстан (Новый налоговый кодекс 2009 года)
Анализ движения денежных средств по всему месторождению в целом при условии
100% долевого участия с учётом эскалации цен и затрат

| | | |
|----------------------|-------------------|---------|
| Месторождение: | АО "Каспий нефть" | |
| Вариант: | ЗР | |
| | В начале | В конце |
| Прямая доля участия: | 100,0% | 100,0% |
| Доля в доходах: | 100,0% | 100,0% |

| Номинальные значения чистой приведённой стоимости по состоянию на 01 янв. 15 (млн. долл. США) | | |
|---|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0% | 1770,75 | 1114,57 |
| 5,0% | 1188,66 | 737,69 |
| 7,5% | 996,78 | 614,58 |
| 10,0% | 847,00 | 519,05 |
| 12,5% | 728,2 | 443,71 |
| 15,0% | 632,59 | 383,43 |
| ВНД | 100 + | 100 + |

| Начало периода | Нефть на экспорт | | Нефть на внутренний рынок | | Газ 1 | | Доход от м/р, млн. долл. США | НДПИ, млн. долл. США | Чистый доход, млн. долл. США | Доход подрядчика, млн. долл. США | Капит. затраты, млн. долл. США | Затраты на ликвид., млн. долл. США | Экспл. расходы, млн. долл. США | Бонусные выплаты, млн. долл. США | Перенос / возмещ., млн. долл. США | Сборы, не связанные с доходом | | ЧПДС до вычета налогов, млн. долл. США | Налог на сверх-прибыль, млн. долл. США | Корп. подход. налог, млн. долл. США | ЧПДС после вычета налогов, млн. долл. США | |
|----------------|--------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|--|--|-------------------------------------|---|--|
| | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млн. барр. | Цена, долл. США / барр. | Добыча, млрд. куб. фут. | Цена, долл. США / тыс. куб. фут. | | | | | | | | | | РНЭ и эксп. пошлина, млн. долл. США | Прочие сборы, млн. долл. США | | | | | |
| янв. 18 | 4,92 | 62,23 | 1,23 | 26,42 | | | 338,85 | 25,32 | 313,53 | 313,53 | 15,31 | 0,42 | 41,85 | | | 83,84 | 2,06 | 170,05 | 37,81 | 35,76 | 96,48 | |
| янв. 19 | 4,83 | 58,62 | 1,21 | 22,81 | | | 310,53 | 23,33 | 287,21 | 287,21 | 12,41 | 0,42 | 42,45 | | | 76,61 | 1,92 | 153,4 | 34,34 | 32,69 | 86,37 | |
| янв. 20 | 4,58 | 61,97 | 1,14 | 26,16 | | | 313,54 | 23,44 | 290,10 | 290,10 | 9,27 | 0,43 | 42,89 | | | 77,78 | 1,98 | 157,76 | 33,67 | 32,75 | 91,34 | |
| янв. 21 | 4,24 | 63,27 | 1,06 | 27,46 | | | 297,54 | 22,20 | 275,34 | 275,34 | 4,79 | 0,43 | 43,08 | | | 72,87 | 1,95 | 152,22 | 30,29 | 30,65 | 91,28 | |
| янв. 22 | 3,85 | 64,60 | 0,96 | 28,79 | | | 276,71 | 20,61 | 256,10 | 256,10 | 5,16 | 0,43 | 42,53 | | | 66,92 | 1,95 | 139,11 | 26,19 | 28,00 | 84,92 | |
| янв. 23 | 3,48 | 65,95 | 0,87 | 30,14 | | | 255,55 | 16,71 | 238,84 | 238,84 | | 0,41 | 40,63 | | | 63,33 | 1,81 | 132,67 | 23,47 | 25,68 | 83,52 | |
| янв. 24 | 3,15 | 67,33 | 0,79 | 31,52 | | | 236,87 | 15,46 | 221,40 | 221,40 | | 0,39 | 38,84 | | | 62,39 | 1,72 | 118,06 | 17,8 | 22,75 | 77,51 | |
| янв. 25 | 2,84 | 68,74 | 0,71 | 32,93 | | | 218,50 | 14,24 | 204,25 | 204,25 | | 0,37 | 37,11 | | | 56,88 | 1,63 | 108,27 | 15,8 | 20,79 | 71,68 | |
| янв. 26 | 2,57 | 70,17 | 0,64 | 34,36 | | | 202,28 | 13,17 | 189,11 | 189,11 | | 0,36 | 35,59 | | | 53,73 | 1,55 | 97,88 | 12,95 | 18,71 | 66,22 | |
| янв. 27 | 2,33 | 71,63 | 0,58 | 35,82 | | | 187,40 | 12,18 | 175,22 | 175,22 | | 0,34 | 34,22 | | | 49,20 | 1,46 | 89,99 | 11,36 | 17,13 | 61,5 | |
| янв. 28 | 2,11 | 73,13 | 0,53 | 37,32 | | | 174,21 | 11,31 | 162,90 | 162,90 | | 0,33 | 33,03 | | | 45,20 | 1,4 | 82,93 | 10,86 | 16,02 | 56,05 | |
| янв. 29 | 1,91 | 74,65 | 0,48 | 38,84 | | | 161,15 | 10,45 | 150,70 | 150,70 | | 0,32 | 31,87 | | | 41,34 | 1,36 | 75,82 | 10,12 | 14,84 | 50,85 | |
| янв. 30 | 1,73 | 76,20 | 0,43 | 40,39 | | | 149,58 | 7,04 | 142,53 | 142,53 | | 0,31 | 30,86 | | | 39,08 | 1,34 | 70,96 | 10,26 | 14,05 | 46,64 | |
| янв. 31 | 1,57 | 77,79 | 0,39 | 41,98 | | | 138,91 | 6,53 | 132,38 | 132,38 | | 0,30 | 29,94 | | | 37,15 | 1,32 | 63,67 | 8,4 | 12,69 | 42,58 | |
| янв. 32 | 1,43 | 79,41 | 0,36 | 43,60 | | | 129,44 | 6,08 | 123,36 | 123,36 | | 0,29 | 29,15 | | | 34,23 | 1,31 | 58,37 | 7,54 | 11,73 | 39,1 | |
| янв. 33 | 1,30 | 81,05 | 0,32 | 45,24 | | | 119,99 | 5,63 | 114,36 | 114,36 | | 0,28 | 28,37 | | | 32,25 | 1,31 | 52,16 | 5,97 | 10,49 | 35,7 | |
| янв. 34 | 1,18 | 82,74 | 0,30 | 46,93 | | | 111,60 | 5,23 | 106,37 | 106,37 | | 0,28 | 27,69 | | | 29,66 | 1,3 | 47,44 | 5,05 | 9,54 | 32,85 | |
| янв. 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 38 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 41 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 42 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 44 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 45 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 49 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| янв. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 48,03 | | 12,01 | | — | | 3 622,65 | 238,94 | 3 383,72 | 3 383,72 | 46,94 | 6,10 | 610,10 | — | — | 922,44 | 27,38 | 1 770,75 | 301,90 | 354,28 | 1 114,57 | |