

**Уточненная оценка запасов нефти  
по состоянию на 31 декабря 2018 года  
для месторождения Айранколь,  
Западный Казахстан**

Подготовлена для


**АО "Каспий нефть"**

29 Март 2019 г.

## Утверждение и распространение документа

Копии: Электронная (1 в PDF)  
Проект №: EL-18-211600  
Подготовлено по заказу: АО "Каспий нефть"

## Утверждено компанией "Gaffney, Cline & Associates"



**Руководитель  
проекта:**

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

\_\_\_\_\_  
29 Март 2019 г.



**Рецензент:**

\_\_\_\_\_  
Майк Вуд  
Технический директор

\_\_\_\_\_  
29 Март 2019 г.

## Содержание

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Введение</b> .....   | <b>1</b>  |
| <b>Основание для заключения</b> .....                         | <b>3</b>  |
| <b>Резюме проекта</b> .....                                   | <b>6</b>  |
| <b>Пояснения</b> .....  | <b>12</b> |
| <b>1 Нефтяное месторождение Айранколь</b> .....               | <b>12</b> |
| 1.1 Геологические условия.....                                | 12        |
| 1.2 Структурная интерпретация.....                            | 13        |
| 1.3 Стратиграфическая характеристика .....                    | 15        |
| 1.3.1 Юрская залежь Восточного свода .....                    | 17        |
| 1.3.2 Юрская залежь Западного свода.....                      | 17        |
| 1.3.3 Меловая залежь Восточного свода .....                   | 17        |
| 1.3.4 Меловая залежь Западного свода.....                     | 18        |
| 1.4 Анализ пластовых флюидов .....                            | 18        |
| 1.5 Петрофизический анализ .....                              | 19        |
| 1.6 Картирование.....   | 21        |
| 1.6.1 Межфлюидные контакты.....                               | 24        |
| 1.7 Начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН)..... | 24        |
| 1.7.1 Площади объёмов запасов .....                           | 25        |
| 1.7.2 Подсчёты НГЗН .....                                     | 26        |
| 1.8 Попутный газ .....  | 27        |
| 1.9 Данные по истории разработки месторождения .....          | 28        |
| 1.11 Планы разработки и прогноз добычи .....                  | 31        |
| 1.11 Экономические показатели разработки месторождения.....   | 33        |

## Список рисунков

|  |    |
|--|----|
| Рис. 1: Обзорная карта по месторождению Айранколь .....  | 2  |
| Рис. 2: Фактические данные по добыче нефти на месторождении Айранколь и прогнозируемые профили добычи .....  | 7  |
| Рис. 3: Структурная карта по кровле аптского яруса (K1a), показывающая расчленённые блоки месторождения, с указанием расположения разрезов на Рис. 4 и 6 .....                 | 13 |
| Рис. 4: Поперечный профиль 10118 по западному и восточному сводам месторождения Айранколь, демонстрирующий региональные сейсмические горизонты и тектонические нарушения ..... | 15 |
| Рис. 5: Стратиграфический разрез Северо-Каспийского бассейна .....   | 16 |
| Рис. 6: Разрез меловых коллекторов Восточного свода .....  | 18 |
| Рис. 7: Интерпретация материалов ГИС по скважине ОЦ-254, с указанием нефтеносных и водоносных пластов .....  | 21 |

|  |    |
|--|----|
| Рис. 8: Сравнение карт площадей объёмов за 2015 и 2018 годы<br>для пласта К1а Восточного свода ..... | 23 |
| Рис. 9: Карта площадей объёмов для юрского коллектора Ю-ІВ Западного свода .....                     | 26 |
| Рис. 10: Данные по истории добычи нефти на месторождении Айранколь .....                             | 28 |

## Список таблиц

|   |    |
|---|----|
| Таблица 1: Наиболее вероятная оценка НГЗН и валовых запасов нефти<br>месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года .....   | 8  |
| Таблица 2: Данные по истории добычи нефти на месторождении Айранколь<br>по состоянию на конец декабря 2018 года.....  | 9  |
| Таблица 3: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных запасов на<br>месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года (тыс. барр.).. ..                                   | 9  |
| Таблица 4: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных плюс вероятных запасов<br>на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года (тыс. барр.)                         | 10 |
| Таблица 5: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных плюс вероятных<br>плюс возможных запасов на месторождении Айранколь<br>по состоянию на 31 декабря 2018 года (тыс. барр.) ..... | 11 |
| Таблица 6: Расчетная ЧПС после начисления налогов по состоянию<br>на 31 декабря 2018 года по нормам дисконтирования 5%, 10% и 15% .....   | 11 |
| Таблица 7: Объёмы начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН)<br>по результатам подсчетов компании GCA по состоянию на 31 декабря 2018 года                               | 27 |
| Таблица 8: Объёмы начальных геологических запасов газа (НГЗГ) по данным GCA<br>по состоянию на 31 декабря 2018 года .....   | 28 |
| Таблица 9: Фонд скважин месторождения Айранколь<br>по состоянию на 31 декабря 2018 года .....   | 30 |
| Таблица 10: График ввода новых добывающих скважин — бизнес-план "Каспий нефть"<br>на 2019–2024 годы .....   | 33 |
| Таблица 11: Значения коэффициента извлечения по результатам анализа GCA .....   | 34 |

## Приложения

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

## Введение

В соответствии с указаниями АО "Каспий нефть" (далее — компания "Каспий нефть" или "Заказчик"), на основании договора от 21 декабря 2018 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 2018 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), утверждённой Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа, Обществом геофизиков-геологоразведчиков, Обществом петрофизиков и интерпретаторов материалов геофизических исследований скважин и Европейской ассоциацией инженеров и специалистов в области геологии и геофизики в июне 2018 года, вариант 1.01 (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.фут<sup>3</sup>) 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, с достаточной уверенностью считаемые извлекаемыми с коммерческой целью путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями. Запасы должны удовлетворять четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и остающимися (по состоянию на официальную дату оценки), на основе проекта (проектов) 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 имеют доли 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.

## **Уведомление**

Настоящий документ является конфиденциальным и был подготовлен для эксклюзивного использования Заказчиком или сторонами, названными в тексте настоящего документа. Рассылка либо предоставление настоящего документа, полностью или частично, какому-либо другому юридическому или физическому лицу допускается только с предварительного уведомления и письменного согласия компании GCA. Полагаться на содержание настоящего документа, прямо или косвенно, могут лишь те физические или юридические лица, для которых он предназначен. Компания GCA выступает лишь в качестве советника и, в максимальной степени, допускаемой по закону, отвергает свою ответственность за иски или убытки, возникшие в результате того, что Заказчик или любое иное физическое или юридическое лицо полагались, фактически или предположительно, на настоящий документ (либо на любые прочие утверждения или мнения компании GCA).

## Резюме проекта

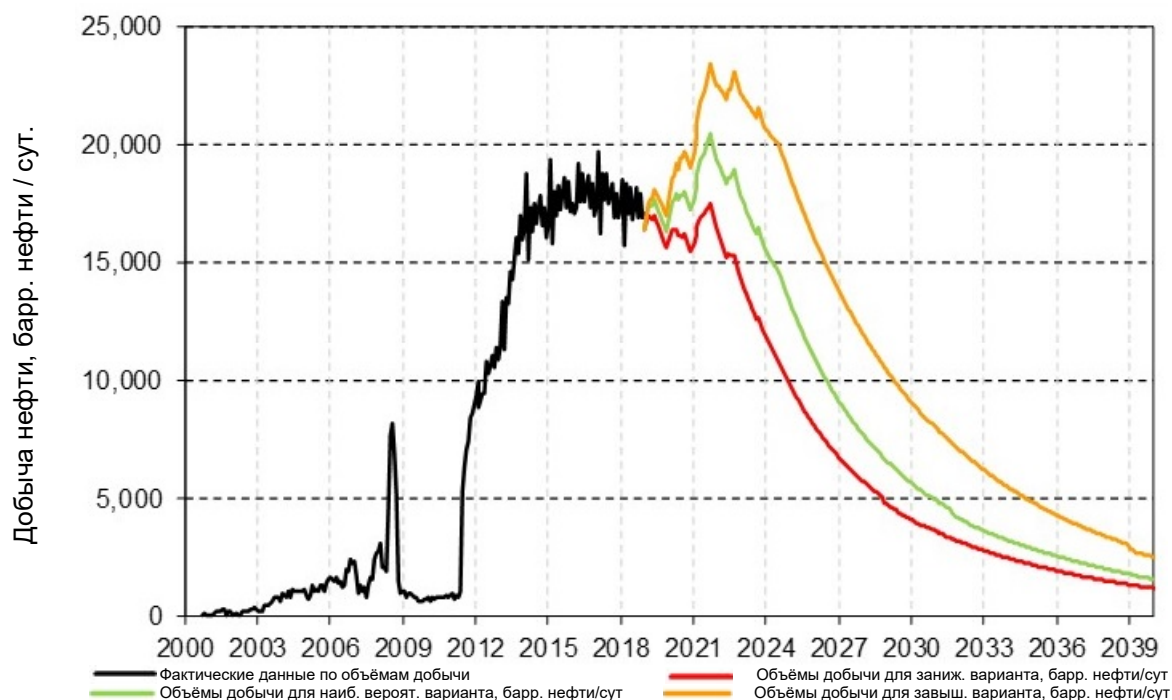
Нефтяное месторождение Айранколь расположено на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области в Жылыойском районе Атырауской области, Республика Казахстан (Рис. 1). Ближайшими населёнными пунктами являются город Кульсары и нефтепромысловые посёлки на месторождениях Косшагыл и Карсак. Областной центр, 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 2018 года составляет 174 скважины, в том числе 127 добывающих скважин, 17 водонагнетательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 5 водозаборных скважин 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. Компания "Каспий нефть" в настоящее время ведёт работы по уточнению указанного плана разработки месторождения, с тем, чтобы включить в него бурение дополнительных скважин на основе выполненного ею уточненного моделирования месторождения и уточненной оценки объемов геологических запасов.

Объемы 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 объемов запасов по категориям "Доказанные", "Доказанные плюс вероятные" и "Доказанные плюс вероятные плюс возможные" компания GCA использовала аналитические методы, основанные на эксплуатационных характеристиках (рис. 2). Эти оценки сравнивались с подсчетами 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".

**Рис. 1: Фактические данные по добыче нефти на месторождении Айранколь и прогнозируемые профили добычи**



По официальному наиболее вероятному варианту подсчетов, утвержденному государством, начальные геологические запасы нефти по месторождению Айранколь составляют 245,5 млн. баррелей. В результате выполненных за последнее время работ компании "Каспий нефть" было получено увеличение наиболее вероятного варианта начальных геологических запасов нефти, выполненного компанией "Каспий нефть", до 435,0 млн. барр., однако указанная цифра ещё должна быть утверждена государством. Компанией GCA была выполнена независимая оценка заниженного, наиболее вероятного и завышенного вариантов начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН) по месторождению Айранколь на основании результатов работы скважин за последнее время, в дополнение к уточненной сейсмической и стратиграфической интерпретации, выполненной компанией "Каспий нефть" в течение 2018 года. Результаты независимой экспертизы компании GCA освещаются более подробно ниже в пункте 1.7. Результаты выполненных компанией GCA независимых подсчетов начальных геологических запасов нефти для наиболее вероятного варианта приведены в таблице 1.

Проведённое компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года составляет 47,2 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 2012–2018 годов. Объём добычи по состоянию на конец декабря 2018 года составил 17 083 барр. нефти в сутки, из которых 86% 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 2018 года. Указанные подсчёты выполнены на основе принятого компанией "Каспий нефть" текущего пятилетнего бизнес-плана, в котором рассматривается продолжающаяся реализация подготовленных институтами в Казахстане и официально утверждённых планов разработки месторождения и прорабатываемый в настоящее время изменённый вариант плана разработки месторождения. Соответствующие запасы, при условии утверждения изменённого плана разработки компании "Каспий нефть", рассматриваются по категории "Обоснованные к разработке".

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 2018 года**

| НГЗН,<br>млн.бarr. | Валовые запасы по месторождению, млн.бarr. |             |                     |                              |  |
|--------------------|--|-------------|---------------------|------------------------------|--|
|                    | Доказанные                                 |             | Итого<br>доказанные | Доказанные<br>+<br>вероятные | Доказанные +<br>вероятные +<br>возможные |
|                    | Освоенные                                  | Неосвоенные |                     |                              |  |
| 329,6              | 34,9                                       | 9,2         | 44,1                | 61,2                         | 81,1                                     |

### 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 представляют собой уточненную оценку компании GCA.

Таблица 2: Ежегодные данные по добыче на месторождении Айранколь по состоянию на конец декабря 2018 года

| Год                      | Тыс.бarr.   |
|--------------------------|-------------|
| 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       |
| 2018                     | 6 338       |
| <b>Итого (млн.бarr.)</b> | <b>47,2</b> |

Таблица 3: Прогноз GCA по динамике добычи доказанных запасов на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года (тыс. barr.)

| Год          | Доказанные / мел | Доказанные / юра | Доказанные / месторождение |
|--------------|------------------|------------------|----------------------------|
| 2019         | 488              | 5 526            | 6 014                      |
| 2020         | 413              | 5 464            | 5 878                      |
| 2021         | 443              | 5 678            | 6 122                      |
| 2022         | 407              | 5 174            | 5 581                      |
| 2023         | 377              | 4 361            | 4 738                      |
| 2024         | 371              | 3 602            | 3 973                      |
| 2025         | 291              | 2 970            | 3 261                      |
| 2026         | 212              | 2 501            | 2 713                      |
| 2027         | 155              | 2 135            | 2 290                      |
| 2028         | 107              | 1 841            | 1 948                      |
| 2029         | 25               | 1 539            | 1 565                      |
| <b>Итого</b> | <b>3 291</b>     | <b>40 791</b>    | <b>44 083</b>              |

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 2018 года (тыс. барр.)**

| Год          | Доказ. +<br>вероятн. /<br>Мел | Доказ. +<br>вероятн. /<br>Юра | Доказ. +<br>вероятн. /<br>Месторождение |
|--------------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| 2019         | 515                           | 5 689                         | 6 204                                   |
| 2020         | 479                           | 5 943                         | 6 423                                   |
| 2021         | 544                           | 6 517                         | 7 061                                   |
| 2022         | 619                           | 6 168                         | 6 786                                   |
| 2023         | 732                           | 5 359                         | 6 091                                   |
| 2024         | 875                           | 4 483                         | 5 358                                   |
| 2025         | 753                           | 3 698                         | 4 451                                   |
| 2026         | 589                           | 3 106                         | 3 694                                   |
| 2027         | 460                           | 2 643                         | 3 103                                   |
| 2028         | 361                           | 2 280                         | 2 641                                   |
| 2029         | 282                           | 1 974                         | 2 256                                   |
| 2030         | 221                           | 1 727                         | 1 948                                   |
| 2031         | 122                           | 1 499                         | 1 621                                   |
| 2032         | 18                            | 1 288                         | 1 306                                   |
| 2033         | 22                            | 1 146                         | 1 168                                   |
| 2034         | 18                            | 1 029                         | 1 047                                   |
| <b>Итого</b> | <b>6 611</b>                  | <b>54 547</b>                 | <b>61 158</b>                           |

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 2018 года (тыс. барр.)**

| Год          | Доказ. +<br>вероятн. +<br>возможн. /<br>Мел | Доказ. +<br>вероятн. +<br>возможн. /<br>Юра | Доказ. + вероятн.<br>+ возможн. /<br>Месторождение |
|--------------|---|---|--|
| 2019         | 535   | 5 823                                       | 6 358  |
| 2020         | 541   | 6 390                                       | 6 931  |
| 2021         | 661   | 7 352                                       | 8 013  |
| 2022         | 827   | 7 345                                       | 8 171  |
| 2023         | 1 062                                       | 6 758                                       | 7 819  |
| 2024         | 1 350                                       | 5 923                                       | 7 273  |
| 2025         | 1 280                                       | 5 054                                       | 6 334  |
| 2026         | 1 117                                       | 4 346                                       | 5 463  |
| 2027         | 975   | 3 754                                       | 4 729  |
| 2028         | 854   | 3 265                                       | 4 119  |
| 2029         | 744   | 2 836                                       | 3 580  |
| 2030         | 650   | 2 481                                       | 3 131  |
| 2031         | 569   | 2 179                                       | 2 747  |
| 2032         | 499   | 1 925                                       | 2 423  |
| 2033         | 435   | 1 697                                       | 2 132  |
| 2034         | 381   | 1 505                                       | 1 885  |
| <b>Итого</b> | <b>12 478</b>                               | <b>68 632</b>                               | <b>81 110</b>                                      |

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 2018 года по нормам дисконтирования 5%, 10% и 15%**

| Категория запасов                        | Показатели ЧПС после вычета налогов (млн. долл. США) |        |        |
|--|--|--------|--------|
|  | 5%   | 10%    | 15%    |
| Доказанные                               | 576,55   | 472,88 | 397,58 |
| Доказанные плюс вероятные                | 813,74   | 638,47 | 518,94 |
| Доказанные плюс вероятные плюс возможные | 1 103,11   | 841,34 | 667,46 |

Примечания:

1. Показатели ЧПС рассчитаны исходя из дисконтирования на середину периода до 31 декабря 2018 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 предполагают продление срока договора на 5 лет и включают потоки денежной наличности до 2034 года.
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 1.11 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 (Рис. 1), на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, в юго-восточной части 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 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. 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 осадению 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, в результате чего сформировались материнские породы отличного качества. Опускаясь на большие глубины залегания, материнские породы созрели, при этом выталкивание и миграция углеводородов начались с триаса и продолжались в течение дальнейших периодов.

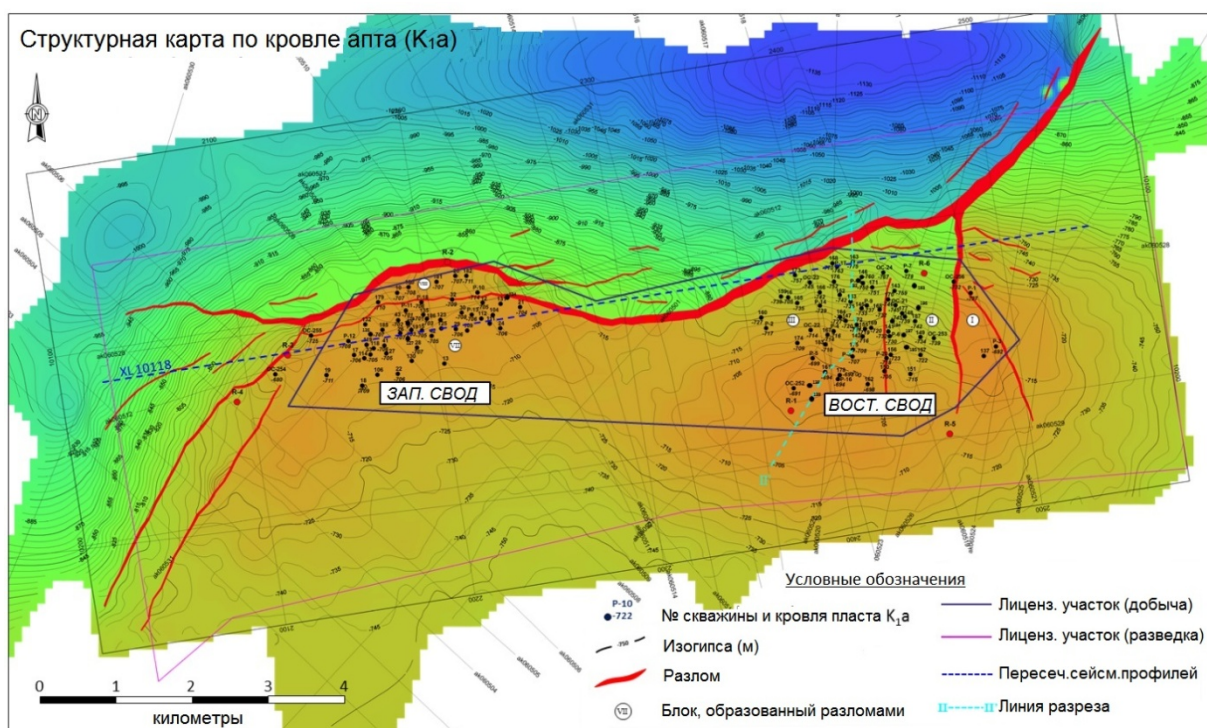


Мощный кунгурский эвапоритовый комплекс сформировался в конце раннепермского периода и достиг первоначальной мощности 4–5 км. Эвапоритовый комплекс, состоящий преимущественно из соли, сыграл ключевую роль в образовании нефтяной системы в регионе, обеспечивая покрывку для самых старых "подсолевых" пластов-коллекторов. 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 3. 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. Недавно была выполнена повторная обработка данных как трёхмерной, так и двумерной сейсморазведки, в результате чего был получен новый объём данных сейсморазведки за 2018 год. Трёхмерная сейсморазведка характеризуется хорошим качеством, что позволяет интерпретировать основные разрывные нарушения и горизонты (Рис. 4). С учётом числа скважин и качества сейсморазведки, структура считается хорошо определённой.

**Рис. 3: Структурная карта изогипс по кровле аптского яруса (K<sub>1a</sub>) месторождения Айранколь, с указанием расположения разрезов на Рис. 4 и 6**



Источник: Адаптировано по материалам "Каспий нефть"

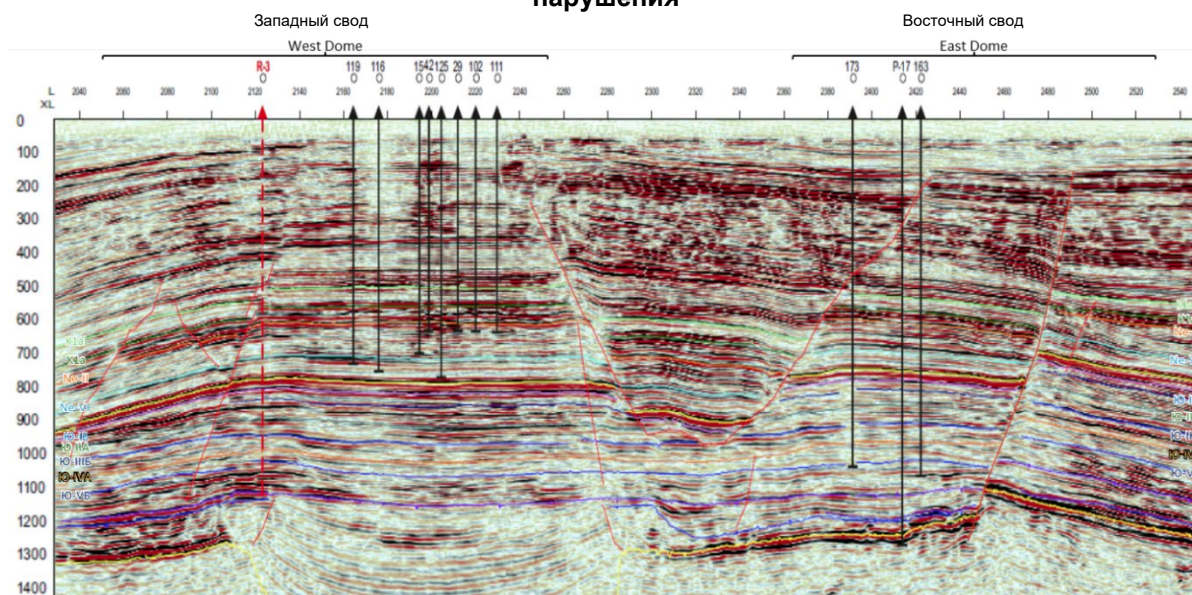
Месторождение Айранколь расположено в пределах двух структурных замыканий, расположенных к югу от крупного сброса, простирающегося с востока на запад (Рис. 3), и состоит из четырех отчетливо различных залежей: западная залежь мелового свода,

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.

Три растягивающих разрывных нарушения, идущие приблизительно в меридиональном направлении, расчленяют восточный свод на три нефтеносных блока, а именно блоки I, II и III (Рис. 3). Представляется, что разрывные нарушения Восточного свода являются флюидоупорными для большинства интервалов коллектора и расчленяют их. Механизм улавливания для Восточного свода представляет собой комбинированные структурно-стратиграфические ловушки со структурным замыканием с юга и запада, со вспомогательной ролью стратиграфического выклинивания по другим направлениям.

Структура Западного свода, в сравнении, проще Восточного. Разделение на блоки обеспечивает обыкновенное синтетическое дизъюнктивное нарушение, параллельное доминирующему разлому, простирающемуся с востока на запад (Рис. 3). В результате Западный купол разделяется на два нефтеносных 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. Аналогично Восточному своду, представляется, что разрывные нарушения в Западном своде создают флюидоупор для большинства интервалов коллектора и расчленяют их. Несмотря на то, что в качестве флюидоупоров выступают разрывные нарушения, плотность скважин должна была обеспечить вскрытие большинства расчленённых блоков. Однако, при этом также остается некоторая вероятность того, что за пределами участков, изученных бурением, могут находиться невоскрытые продуктивные пласты.

**Рис. 4: Поперечный профиль 10118 по западному и восточному сводам месторождения Айранколь, демонстрирующий региональные сейсмические горизонты и тектонические нарушения**



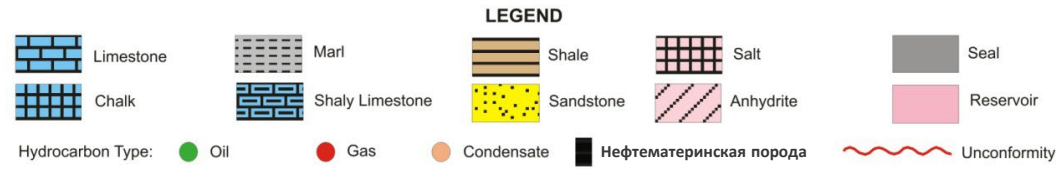
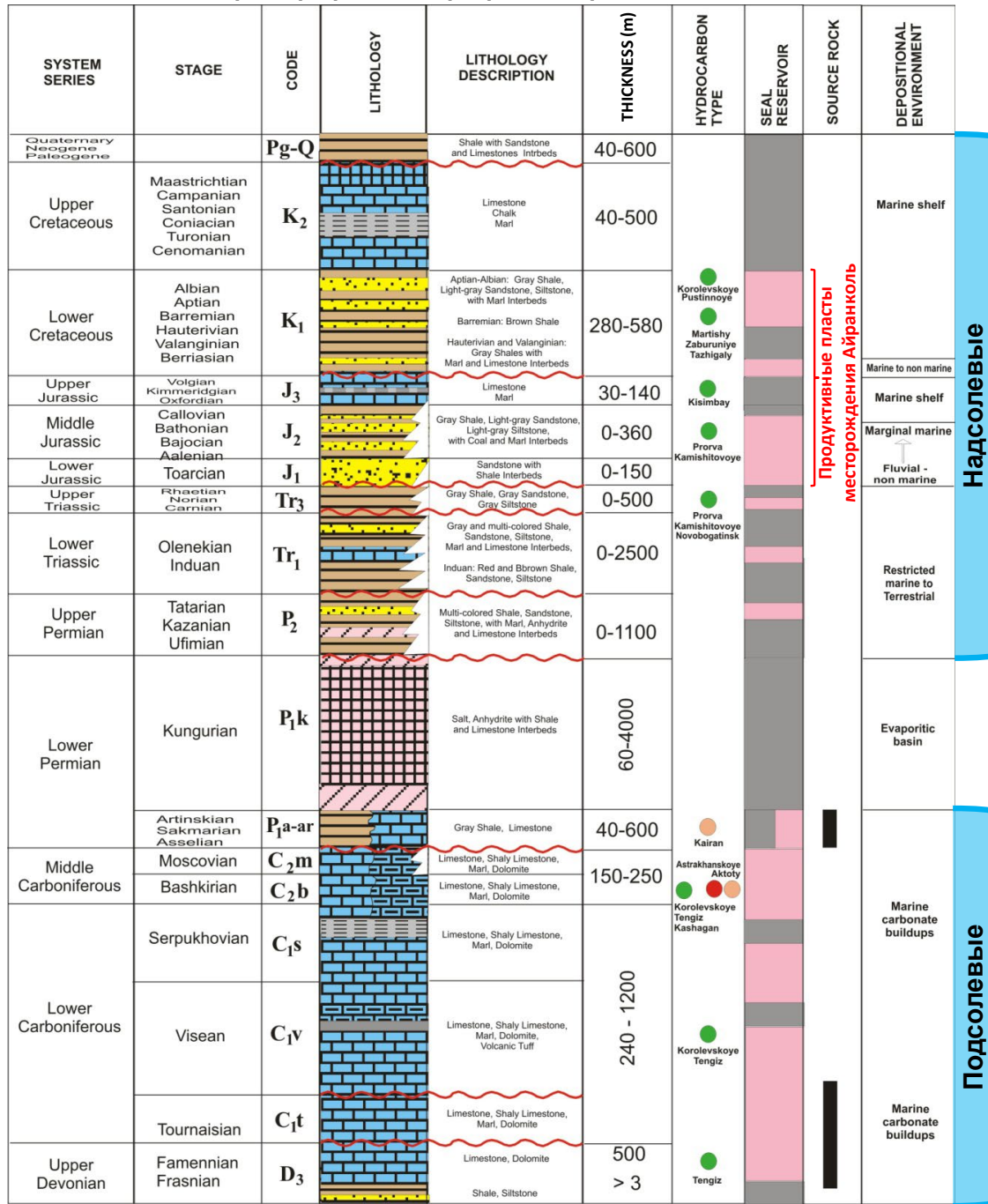
Источник: Адаптировано по материалам АО "Каспий нефть"

### 1.3 Стратиграфическая характеристика

Типичный стратиграфический разрез по Северо-Каспийскому бассейну, включающему месторождение Айранколь, представлен на Рис. 5. 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.

Рис. 5: Стратиграфический разрез Северо-Каспийского бассейна



Надсолевые

Подсолевые

Юрская толща представляет собой, главным образом, переслаивание песчаников и глин, хотя отмечаются маломощные интервалы известняков. Интервалы юрских песчаников-коллекторов характеризуются мощностью от 5 до 10 метров, но их мощность может в отдельных случаях достигать 20 метров. Песчаники хорошо сцементированы, с коэффициентом пористости от 17% до 30% и нефтенасыщением от 40% до 67%. Продуктивные коллекторы представлены двумя пластами в верхнеюрских отложениях (IA и IB) и одиннадцатью — в среднеюрских. В Западном своде выделено пять продуктивных пластов, а в Восточном — десять.

Меловые продуктивные горизонты также представляют собой, главным образом, переслаивание песчаников и глин с мощностью коллектора, в целом, большей, чем для юрских пластов, от 10 до 20 м. Песчаники от хорошо сцементированных до ломких, с коэффициентом пористости от 23% до 32%, с нефтенасыщением от 38% до 73%. В Западном своде выделено девять 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 три пачки IA, IB и IB. Среднеюрские коллекторы Восточного свода подразделяются на следующие пачки: Юра-IIA, IIB, IIIA, IIIB, IVA, IVB и VB. Свод в юре разбурен семьюдесятью скважинами. На Рис. 5 приведен схематический разрез, демонстрирующий пласты-коллекторы юрской залежи Восточного свода, расположение этого разреза показано на Рис. 2.

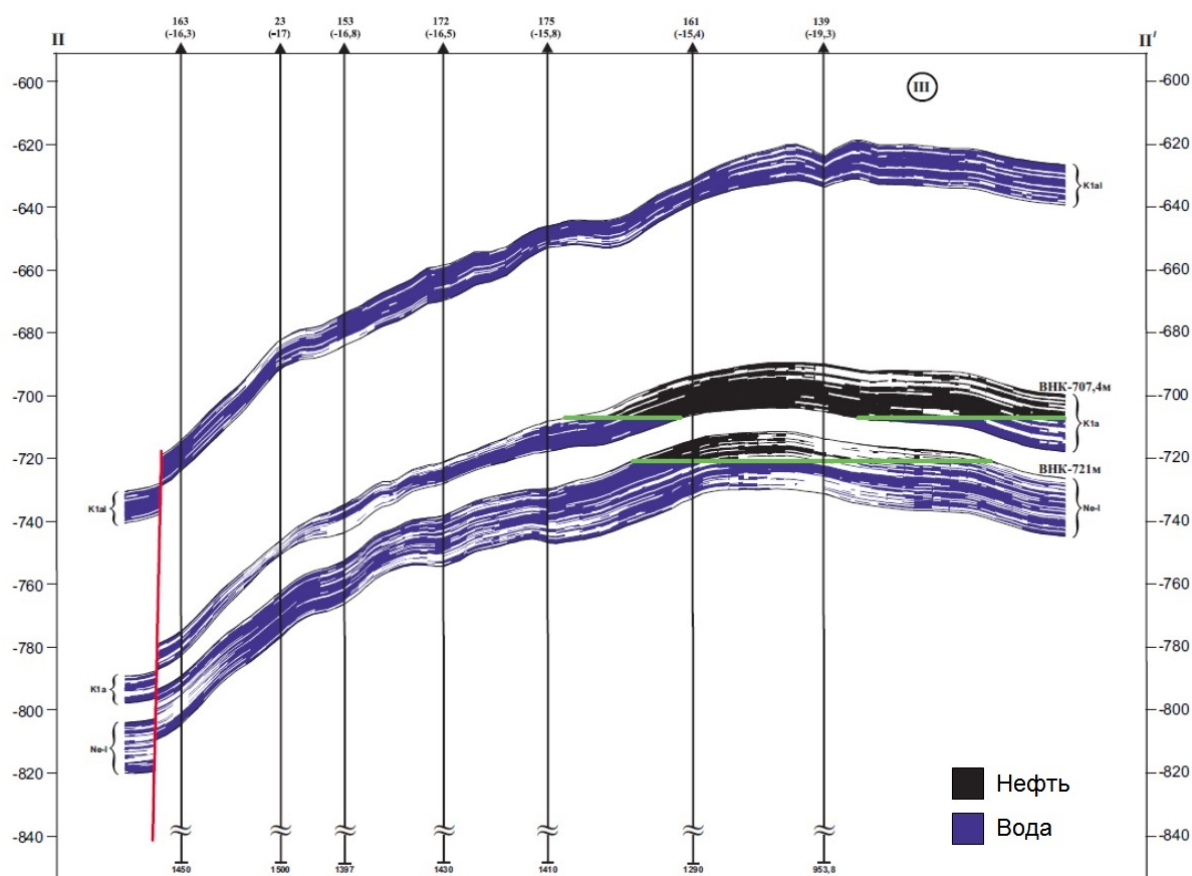
### **1.3.2 Юрская залежь Западного свода**

Продуктивные горизонты Западного свода представлены, главным образом, среднеюрскими отложениями, в число которых входят пачки Юра-IVA, VA, VB и VI, с единственным верхнеюрским коллектором IA. Западный свод был вскрыт семнадцатью 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 семьюдесятью скважинами. Продуктивные коллекторы меловой залежи восточного свода относятся к интервалам неоком I и альб, 1a и 1a1. Неокомский коллектор и альбский коллектор 1a являются нефтеносными в блоке III/II, при этом альбские и аптские коллекторы являются нефтеносными в блоке I. На рис. 6 представлен разрез по секущей линии, проходящей приблизительно в меридиональном направлении (пересечение можно наблюдать на рис. 3) через меловые коллекторы Восточного свода. Большинство скважин, вскрывших рассматриваемый участок, расположено ближе к северу структуры, что связано с предпочтительной разработкой юрских коллекторов, для которых структурный гребень расположен севернее.

Рис. 2: Разрез меловых коллекторов Восточного свода



Источник: Адаптировано по материалам АО "Каспий нефть"

### 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 тремя скважинами. Продуктивные пласты-коллекторы этой залежи отнесены к интервалам неоком I, II, IIIA, IVA, VA, VB и VI и альб 1a и 1a1.

## 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 1 000 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 790 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 до 8,250 барр./т. Значения содержания попутного газа лежат в интервале от 12 до 63 м<sup>3</sup>/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 для проверки отмеченных ВНК / нижних отметок нефти, а также средних параметров пласта (толщины продуктивной части пласта, пористости и водонасыщенности), используемых для объемной 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 более чем из 45 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.

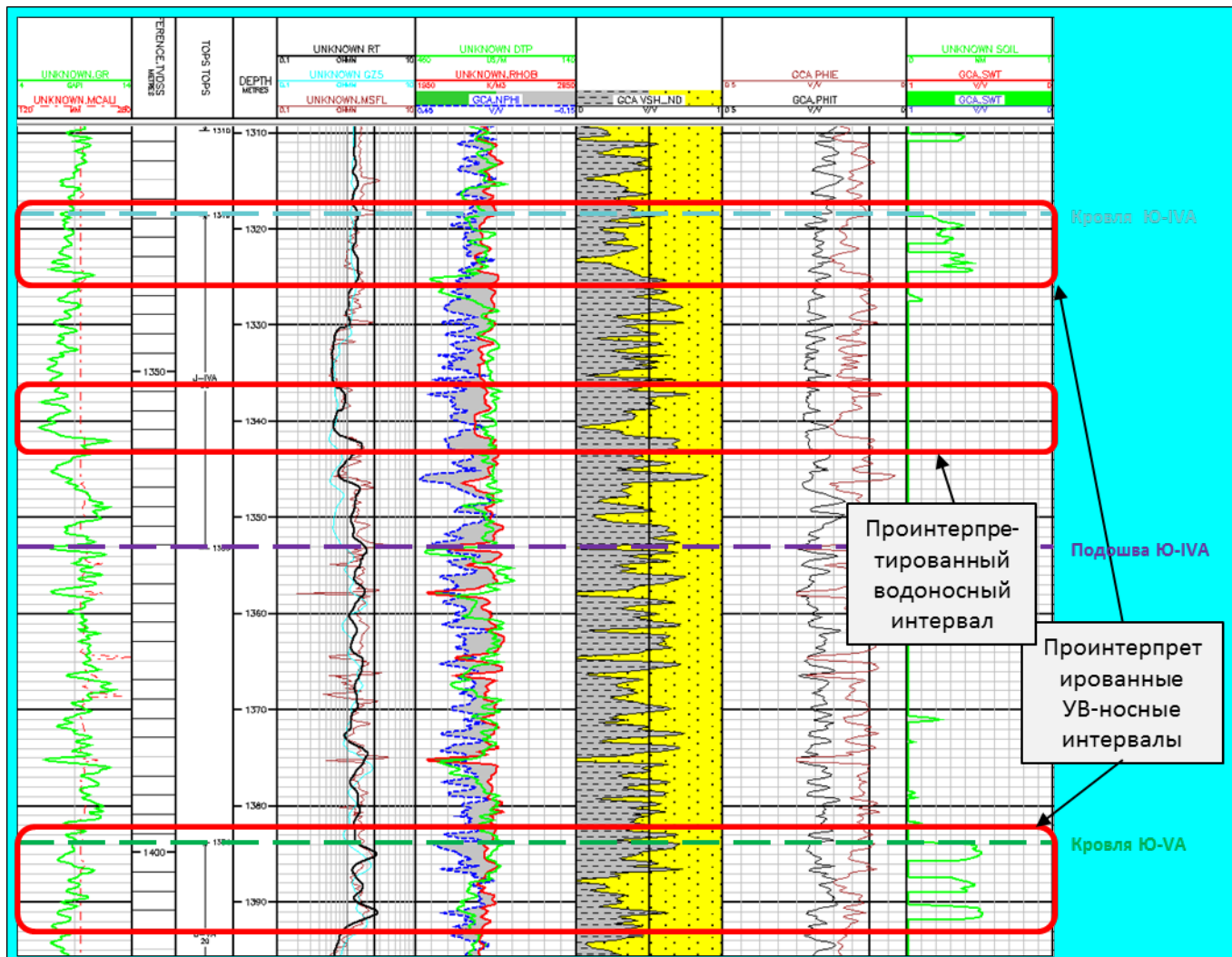
GCA выполнила выборочную проверку пористости и нефтенасыщенности по нескольким разрезам в семи скважинах, охватывающих различные интервалы продуктивного пласта. Пористость была рассчитана с использованием плотностного каротажа и в целом согласуется с пористостью в CPI-файлах. Затем была рассчитана водонасыщенность с использованием полученной пористости, сопротивления воды ( $R_w$ ) 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 объемные расчеты, но отмечено в качестве предостережения).

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 обеим залежам. В целом, GCA считает параметры продуктивных пластов, используемые компанией "Каспий нефть" для расчета объёмов нефти, репрезентативными в отношении пористости и насыщенности, отмеченных по этим скважинам.

По оценке "Каспий нефть", значительная площадь объёмов углеводородов существует в юрских коллекторах IA, IIIB, IVA и VA к юго-западу от западного свода. Скважина ОЦ-254 расположена в критическом месте с точки зрения определения площадного развития месторождения в направлении рассматриваемого участка. Поэтому компанией GCA были изучены материалы ГИС, имеющиеся для скважины ОЦ-254 (рис. 7), с целью определения наличия и качества углеводородонасыщенного коллектора, для которого компания "Каспий нефть" в настоящее время подсчитывает НГЗН. Было отмечено, что изученные интервалы сложены глинистыми сланцами со слабыми коллекторскими свойствами и пониженными значениями удельного сопротивления, что может быть связано с высоким объёмом глин. В результате этого значения коэффициента водонасыщенности по ГИС оказываются довольно высокими и лежат в интервале от 0,55 до 1,00. Юрский интервал IA характеризуется весьма низким значением эффективной пористости и поэтому, по оценке компании GCA, был признан неколлекторским. Для трёх других интервалов коллектора была интерпретирована эффективная пористость в интервале от 0,10 до 0,20. Следует отметить, что сама по себе интерпретация материалов ГИС не позволяет окончательно определить характер насыщения интервалов (углеводородоносность или водоносность). Единственным другим указанием на присутствие углеводородов является флюоресценция керна; испытание скважины не проводилось, отбор проб нефти в ней не проводился. Компанией GCA была также изучена интерпретация других юрских интервалов коллектора и было подтверждено наличие водоносных песчаников, что не противоречит картам объёмов "Каспий нефть".

Рис. 3: Интерпретация материалов ГИС по скважине ОЦ-254, с указанием нефтеносных и водоносных пластов



## 1.6 Картирование

При проведении настоящего уточняющего исследования компании GCA были предоставлены карты площадей объёмов для каждого из коллекторов. Эти карты были существенно уточнены по сравнению с более ранними вариантами, переданными в 2015 году, в них были учтены уточненная стратиграфическая корреляция и интерпретация материалов сейсморазведки, выполненная по повторно обработанным данным сейсморазведки, подготовленным в 2018 году. Иллюстрация уточнения, проистекающего из новой сейсмической и стратиграфической интерпретации, представлена на рис. 8. На этом рисунке карта "Каспий нефть" 2015 года сопоставляется с соответствующей ей картой площадью объёмов из материалов текущей оценки компании "Каспий нефть" за 2018 год. Как можно наблюдать, в этом интервале коллектора значительно увеличился размер структурного замыкания. Такое изменение объясняется несколькими причинами, в число которых входят: наличие дополнительных скважин, например, скважины 139, которая обеспечивает улучшенную изученность по глубине; уточненная интерпретация материалов сейсморазведки на основе повторно обработанных данных сейсморазведки; уточненное глубинное преобразование на основе вновь полученных данных ВСП в скважинах, пробуренных с

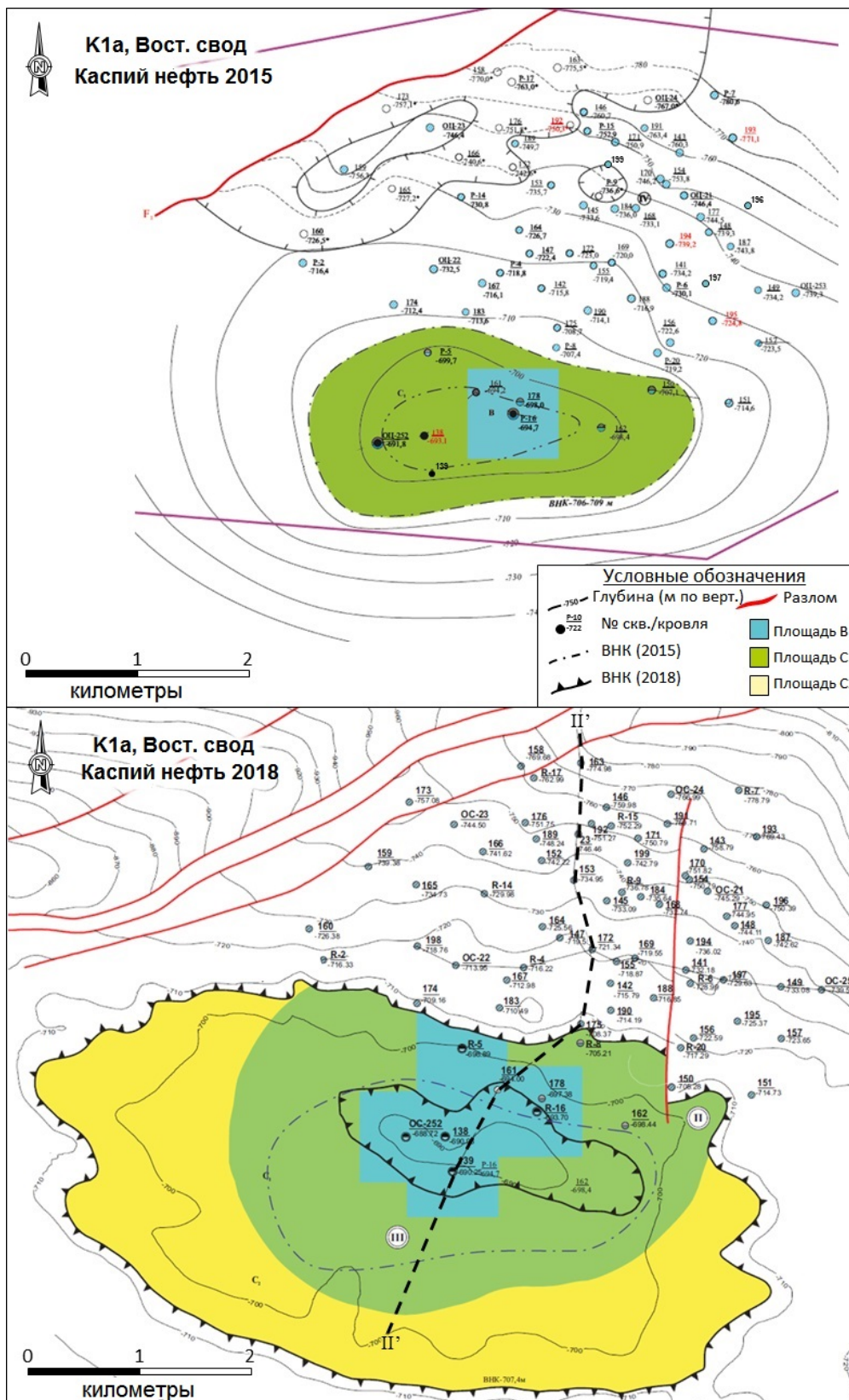


2015 года; а также уточненная стратиграфическая корреляция, в которой были переинтерпретированы кровли пластов, в результате чего было получено изменение глубины кровли коллектора в некоторых скважинах, в особенности в скважине ОЦ-252, в которой кровля пласта К1а сместилась от –691,8 м по вертикали до –688,7 м по вертикали (рис. 8).

В качестве части своего оценочного исследования, компанией GCA была выполнена проверка достоверности результатов; для этой цели были рассчитаны площади объёмов для внутренней и внешней зоны эффективной нефтенасыщенной мощности для участков запасов В, С1 и С2 для каждого из интервалов коллектора. Затем полученные цифры сравнивались со значениями, отражёнными в подготовленной компанией "Каспий нефть" наиболее современной версии таблицы объёмов (начальных геологических запасов нефти). 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. В общем, значительные несоответствия между таблицей объёмов и картами площадей объёмов не выходили за пределы классификации по категориям, при этом расчёты GCA дали площади большего размера по категории В+С1, что компенсировалось площадями меньшего размера по категории С2. Между тем, как обсуждалось ранее, расхождения не имели систематического характера, при этом полученное в результате расхождение по всему месторождению по категории В+С1 было менее 2%.

Компанией GCA были также изучены структурные карты глубины кровли коллектора, присутствующие в структуре различных динамических моделей пласта; однако для этих карт было отмечено систематическое несоответствие с картами площадей объёмов и отсутствие согласованности с таблицей объёмов, представленной компанией "Каспий нефть" в её последних уточнённых подсчётах НГЗН. Поэтому компания GCA провела свой аудит карт площадей объёмов, который ещё раз дал результаты, согласующиеся с результатами подсчётов НГЗН, полученными компанией "Каспий нефть" в рамках рассматриваемого уточнения.

Рис. 4: Сравнение карт площадей объёмов за 2015 и 2018 годы для пласта K1a Восточного свода



Источник: Адаптировано по материалам АО "Каспий нефть"

### 1.6.1 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.

## 1.7 Начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН)

В течение 2018 года компания "Каспий нефть" выполнила переоценку объемов начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН) и начальных геологических запасов газа (НГЗГ) по месторождению Айранколь в результате пересмотра стратиграфической интерпретации и интерпретации материалов сейсморазведки и бурения 31 дополнительной скважины, полученных после предыдущего уточнения оценки запасов за 2015 год. Результаты подсчетов НГЗН, в настоящее время выполняемых компанией "Каспий нефть", составляют 313,2 млн. барр. и 435,0 млн. барр. соответственно для категорий В+С1 и В+С1+С2. Указанные цифры значительно превышают результаты более ранних подсчетов, произведенных в 2015 году — 224,0 млн. барр. и 245,5 млн. барр. соответственно для категорий В+С1 и В+С1+С2, которые были ранее утверждены государством как официальные объемы запасов.

Компанией "Каспий нефть" было построено 14 динамических моделей пласта для всех углеводородоносных меловых коллекторов и существенных, с точки зрения объемов, углеводородоносных юрских коллекторов на месторождении Айранколь. Юрские коллекторы IA, IB, VA и VB в Восточном своде и юрские коллекторы IA, IB, IIA, IIIB, IIIB, VB и VI в Западном своде в настоящее время не смоделированы, но их вклад в общий объем геологических запасов (согласно подсчетам "Каспий нефть") составляет лишь приблизительно 9%. Существует значительная нестыковка между динамическими моделями пласта и картами площадей объемов и таблицей объемов, представленными компанией "Каспий нефть". Структурные карты по кровле коллектора и значения глубины ВНК в моделях в большинстве интервалов коллектора существенно различаются. Как следствие, значения объемов на выходе, с точки зрения объема порового пространства, занятого углеводородами, также значительно отличается от значений, представленных компанией "Каспий нефть" в своей таблице объемов. Компанией GCA было независимо подтверждено соответствие между таблицей объемов и картами площадей, представленными с отчетом (этот вопрос обсуждался ранее в п. 1.6). В результате указанного расхождения между моделями и отчетом детальная оценка динамических моделей пласта с точки зрения геологических запасов компанией GCA не проводилась.

Компанией GCA был выполнен аудит объемов НГЗН и НГЗГ, переданных со стороны АО "Каспий нефть" в 2018 году. Указанный аудит проводился путём проверки карт, разрезов и данных по скважинам, при этом проводилась оценка параметров, использованных в расчётах запасов. Аналогичные работы выполнялись компанией GCA и ранее, в 2015, 2016 и 2017 годах, однако в 2018 году, в результате уточнений

геологической интерпретации, имело место заметное увеличение величины НГЗН на месторождении.

### 1.7.1 Площади объёмов запасов

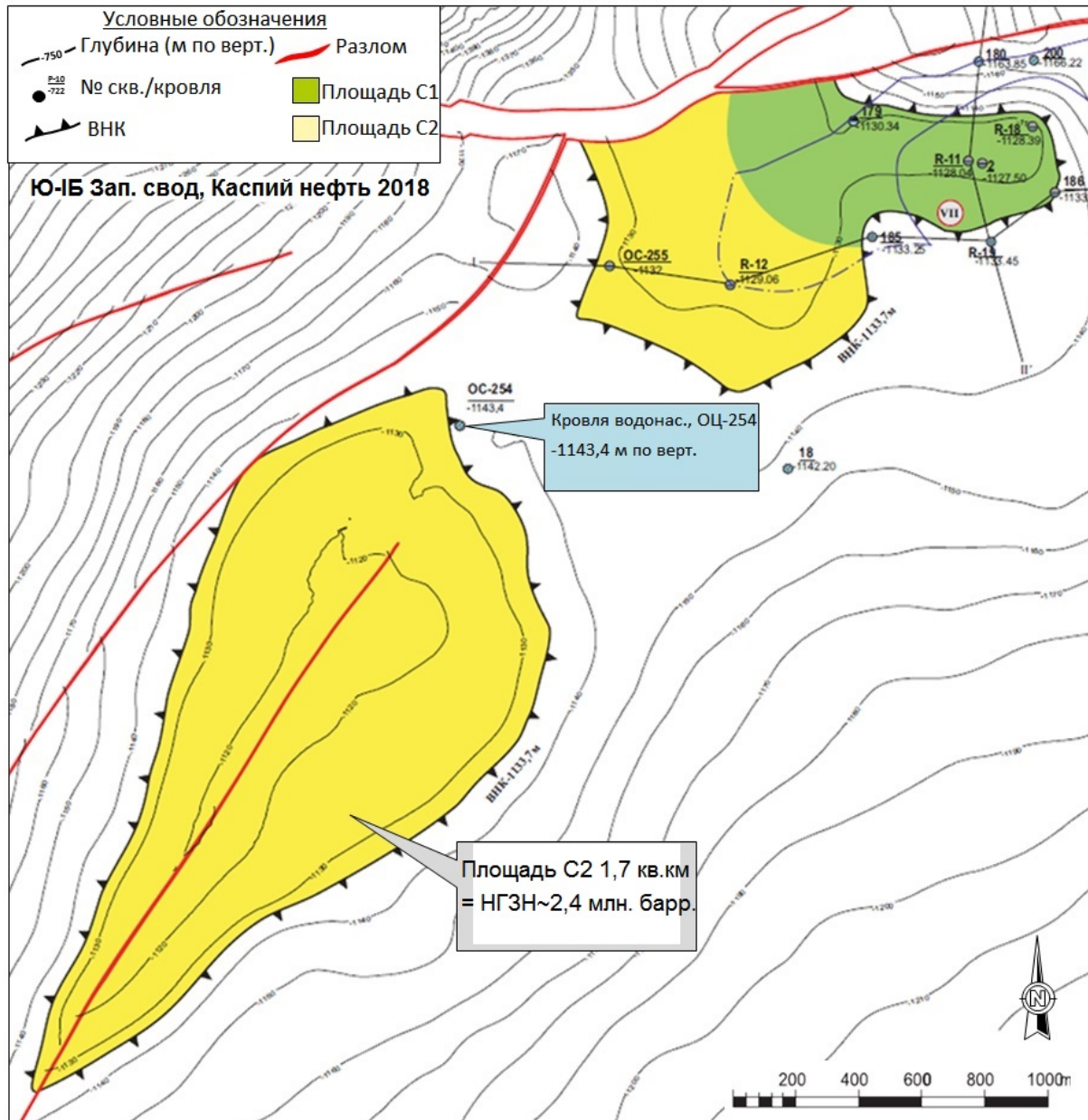
В соответствии с рабочей схемой, используемой компанией "Каспий нефть", при оценке пластовых объёмов по большинству продуктивных интервалов учитывается объём вокруг скважин, давших положительные результаты при опробовании и (или) дающих нефть, и относящихся к категориям В и С1. Для всех интервалов коллектора участок 400 м x 400 м вокруг промышленной добывающей скважины используется для обозначения категории В. Категория С1 для различных коллекторов варьируется и соответствует кругу радиусом 800 м вокруг скважины, давшей положительные результаты при опробовании, в меловых и юрских коллекторах восточного свода, кругу радиусом 400 м вокруг соответствующих скважин в юрских коллекторах западного свода и остальной части картированного замыкания в западной меловой залежи. Помимо того, те интервалы пластов, которые показывают присутствие нефти на каротажных диаграммах, но еще не опробованы или не разрабатываются, были отнесены к категории С2. У компании GCA нет сведений о методологии, использованной для оконтуривания площади по категории С2, однако представляется, что для этой цели используется остающаяся часть картированного замыкания, окружающая скважины, вскрывшие углеводородонасыщенный коллектор. Обоснование использования различной методологии для каждого коллектора связано с плотностью нефти юрских коллекторов Западного свода, которая ограничивает радиус зоны дренирования по сравнению с коллекторами Восточного свода.

Площади категорий В, С1 и С2 подразделяются далее на чисто нефтяную и водонефтяную зоны. В качестве нижней границы, от которой отсчитывается общий объём горной породы ( $V_{гп. общ.}$ ), в чисто нефтяной зоне выступает подошва коллектора, а в водонефтяной зоне — углеводородно-водяной контакт.

Хотя GCA считает эту рабочую схему приемлемой, следует отметить несколько случаев в отношении категории С2 по юрским интервалам Западного свода, где эта схема компанией "Каспий нефть" не соблюдается. В рассматриваемых коллекторах компанией "Каспий нефть" к участкам категории С2 было отнесено крупное антиформное замыкание в направлении к юго-западу от скважины ОЦ-254, которое в целом ряде коллекторов интерпретируется как водоносное (рис. 9). В результате отсутствия наглядного доказательства существования углеводородов в этих коллекторах в скважине ОЦ-254, компания GCA не считает такие объёмы углеводородов открытыми, а поэтому и не включила в сумму объёмов вклад от структур вверх по восстанию пласта, поскольку эта структура является отдельной от Западного свода и, в силу этого, подвержена действию риска безрезультатности геологоразведочных работ, связанного с механизмом загрузки углеводородов и наличием верхнего и бокового флюидоупоров. Между тем, в четырёх коллекторских пачках (Западный свод — юра IA, IIIB, IVA и VA) компанией "Каспий нефть" в скважине ОЦ-254 был интерпретирован углеводородонасыщенный коллектор. В этих случаях компанией GCA вклад участка, окружающего эту скважину, в сумму объёмов учитывался соответственно обстоятельствам (этот вопрос обсуждался в п. 1.5). Компания GCA понимает, что план "Каспий нефть" предусматривает бурение оценочной скважины с юго-западной стороны Западного свода для испытания нескольких юрских интервалов коллектора. По результатам испытаний оценочной скважины можно

будет ещё раз вернуться к вопросу объёмов геологических запасов, с тем, чтобы учесть вклад этого участка в сумму объёмов или исключить его.

Рис. 5: Карта площадей объёмов для юрского коллектора Ю-IB Западного свода



Источник: Адаптировано по материалам АО "Каспий нефть"

### 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.

Для целей настоящего отчёта компанией GCA была выполнена независимая оценка меловых и юрских интервалов коллектора на месторождении Айранколь (на основе PRMS) для того, чтобы получить независимые результаты подсчётов НГЗН. В состав заниженного варианта для своих расчётов компания GCA включила площади НГЗН по категории В+С1, при этом результаты, в общих чертах, соответствуют результатам, полученным компанией "Каспий нефть" для объёма НГЗН заниженного варианта (полученная компанией GCA цифра была примерно на 5% меньше, чем НГЗН по категории В+С1 по данным "Каспий нефть"). 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 для категорий В и С1. При расчёте завышенного варианта у компании GCA не было возможности подтвердить достоверность цифр НГЗН по категории В+С1+С2, представленных компанией "Каспий нефть", что, в значительной степени, было связано с включением НГЗН категории С2 в нескольких коллекторах, которые компанией GCA были признаны перспективными. Результаты выполненных компанией GCA независимых подсчётов НГЗН для юрских и меловых коллекторов Восточного и Западного сводов приведены в таблице 7.

**Таблица 7: Объёмы начальных геологических запасов товарной нефти (НГЗН) по результатам подсчетов компании GCA по состоянию на 31 декабря 2018 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        |
| <b>Всего</b>      | <b>223,5</b>      | <b>239,3</b>       | <b>245,0</b> |

Примечание:

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

## 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 объёмов попутного (растворенного) газа основана на общих объёмах нефти, приведенных выше, и представительных значениях газового фактора по каждому коллектору.

В настоящее время объёмы 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. Между тем, компания GCA понимает, что в настоящее время в компании "Каспий нефть" выполняются принятые ею программы утилизации газа и программа по разработке попутного газа.

Недавнее увеличение результатов подсчётов НГЗН в "Каспий нефть" повлекло за собой увеличение объёмов попутного газа для юрских коллекторов. Принятые в настоящее время суммарные объёмы начальных геологических запасов попутного газа по категориям В+С1 и В+С1+С2 составляют, соответственно, 33,7 млрд. ст. куб. футов и 39,4 млрд. ст. куб. футов. Предыдущие, утверждённые государством результаты подсчётов по категориям В+С1 и В+С1+С2 составляли, соответственно, 27,6 млрд. ст. куб. футов и 29,5 млрд. ст. куб. футов. Компанией GCA был выполнен подсчёт объёмов НГЗГ для попутного газа (таблица 8), которые согласуются с результатами независимой оценки НГЗН за этот год, приведенными в таблице 7.

**Таблица 1: Объёмы начальных геологических запасов газа по данным GCA по состоянию на 31 декабря 2018 года**

| Коллекторская пачка | Начальные геологические запасы попутного газа (млрд. ст. куб. футов) |                            |                    |
|---------------------|--|----------------------------|--------------------|
|                     | Заниженный вариант   | Наиболее вероятный вариант | Завышенный вариант |
| Юрская западная     | 2,7  | 3,6                        | 3,9                |
| Юрская восточная    | 28,0   | 28,4                       | 28,4               |
| <b>Всего</b>        | <b>30,7</b>  | <b>31,9</b>                | <b>32,3</b>        |

Примечание:

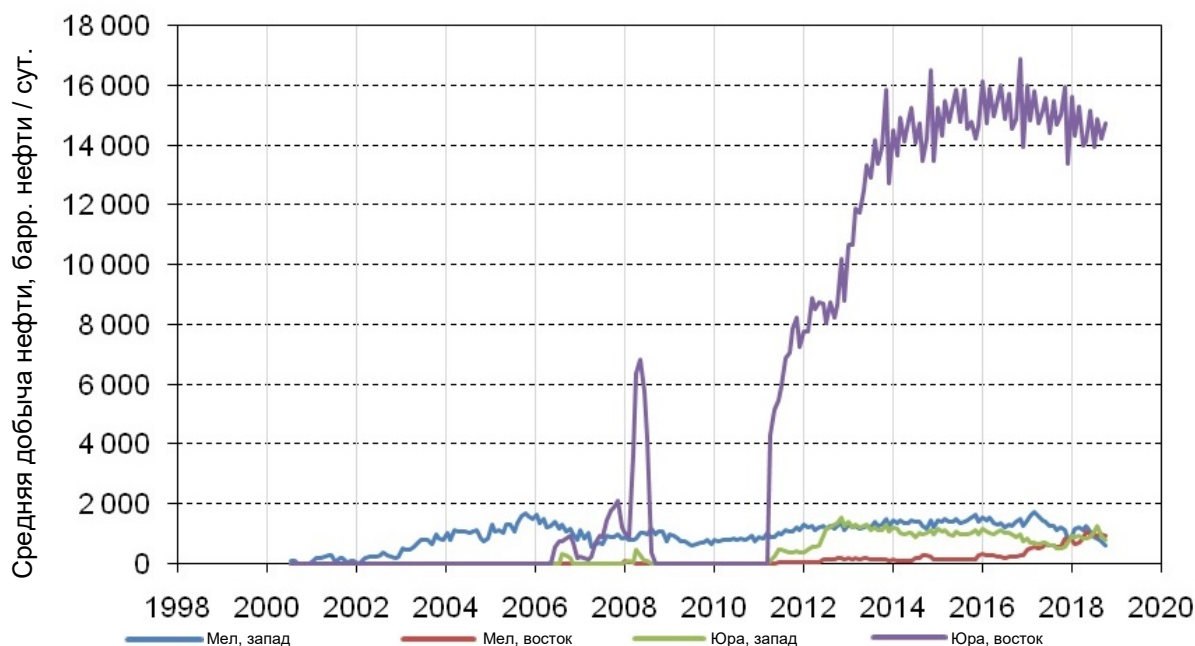
1. Компании GCA не был предоставлен доступ к отчётам по результатам исследований свойств и поведения пластовых флюидов при различных значениях давления, объёма и температуры (PVT), поэтому приведённые значения объёмов получены пропорционально цифрам НГЗН с использованием принятых в компании "Каспий нефть" расчётных значений газонефтяного фактора для соответствующих коллекторов.

## 1.9 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 2018 года составил 26,1 млн. барр. Текущее значение обводнённости равно 44%, 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 14% и 79%, соответственно, от суммарной добычи нефти в объёме 47,2 млн.барр. по состоянию на конец декабря 2018 года. Юрские нефтяные коллекторы Восточного свода введены в разработку лишь недавно, но в настоящее время их вклад в текущие объёмы добычи составляет 86%, при этом на данной стадии разработки имеются лишь ограниченные свидетельства тенденции падения добычи из них. История разработки месторождения Айранколь проиллюстрирована на Рис. 10.

Рис. 10: 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 — 1 738,6 барр. нефти в сутки при обводнённости 74%; |
| Меловая залежь Вост. свода | в 2018 году — 1 056,3 барр. нефти в сутки при обводнённости 37%; |
| 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 2018 года) уровни добычи для каждой залежи составляют:

|                            |   |
|----------------------------|---|
| Меловая залежь Зап. свода  | 621,1 барр. нефти в сутки при обводнённости 86%;    |
| Меловая залежь Вост. свода | 941,7 барр. нефти в сутки при обводнённости 54%;    |
| Юрская залежь Зап. свода   | 784,3 барр. нефти в сутки при обводнённости 35%;    |
| Юрская залежь Вост. свода  | 14 736,3 барр. нефти в сутки при обводнённости 34%. |

Таким образом, текущая суммарная добыча нефти по месторождению составляет 17 083 барр. нефти в сутки, а суммарная добыча жидкости — примерно 30 262 барр. жидкости в сутки.

На конец 2018 года добыча велась по 127 скважинам. По 123 скважинам применяется механизированный способ эксплуатации, а в 4 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 таблице 9:

**Таблица 2: Фонд скважин месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года**

| Тип скважины                          | Число скважин |
|---------------------------------------|---------------|
| Добывающие скважины                   | 127           |
| В работе (добывающие скважины)        | 127           |
| Фонтанирующий приток                  | 4             |
| Механизированная добыча               | 123           |
| Наблюдательные                        | 20            |
| В бездействии                         | 0             |
| В разработке                          | 0             |
| Водонагнетательные скважины           | 17            |
| В работе (нагнетательные)             | 17            |
| Нагнетательные скважины в бездействии | —             |
| Ликвидированные скважины              | 5             |
| Водозаборные скважины                 | 2             |
| Водозаборные скважины в консервации   | 3             |
| <b>Общий фонд пробуренных скважин</b> | <b>174</b>    |

В настоящее время средний диапазон дебитов скважин для меловых коллекторов составляет 20–30 барр. нефти в сутки, а для юрских — 140–250 барр. нефти в сутки; указанные цифры используются в качестве оценки первоначальных дебитов новых скважин для каждого коллектора.

Для контроля и замера объёмов 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 объёмов 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.).

## 1.10 Планы разработки и прогноз добычи

Разработка месторождения Айранколь осуществлялась в соответствии с утверждённым в январе 2011 года документом "Технологическая схема разработки месторождения Айранколь" и с его пересмотренным вариантом — "Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Айранколь", утвержденным в декабре 2015 года (№ 10-03-7983) по результатам трёхмерной сейсморазведки и пересчёта казахстанских государственных объёмов запасов, утверждённого в октябре 2015 года. Ещё один пересмотренный вариант плана разработки месторождения прорабатывается на основе произведённых компанией "Каспий нефть" уточнений результатов подсчётов НГЗН на основе пересмотра стратиграфической интерпретации и интерпретации материалов сейсморазведки и результатов, полученных на дополнительных скважинах, общим числом 31, которые были пробурены на месторождении с момента предыдущего уточнения запасов в 2015 году. В текущем бизнес-плане и бюджете компании "Каспий нефть" учитываются её недавние уточнения подсчётов объёмов и пересмотренный вариант плана разработки.

По состоянию на 2010 год месторождение работало в условиях естественного водонапорного режима, за исключением нижнемеловой залежи западного свода (K<sub>1</sub> 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<sub>1a</sub> 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. Кроме того, АО "Каспий нефть" продолжает работы по оценке эксплуатационных запасов подземных вод и по проекту промышленной разработки подземного водозабора для производственно-технического водоснабжения нефтяного месторождения Айранколь.

Завершена программа закачки горячей воды в меловые коллекторы 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. Однако в текущем прогнозе положительный эффект, с точки зрения добычи, от внедрения указанной программы на месторождении не учитывается.

Согласно документу, разработанному компанией "Каспий нефть" в 2011 году, основным типовым проектом добывающих скважин предусматривается стандартная средняя проектная глубина скважин 1400 м. В 2018 году было выполнено бурение 3 эксплуатационных скважин, при этом суммарный объём проходки составил 4 200

погонных метров, и 7 скважин были введены в эксплуатацию (в том числе 4 эксплуатационные скважины опережающей стадии).

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 "Запазнедра" (Протокол №105/2016 от 09.12.2016г.).

Согласно бизнес-плану на 2019–2024 годы, "Каспий нефть" планирует пробурить до 94 новых скважин (из них 83 добывающих и 11 нагнетательных). График ввода добывающих скважин на различные коллекторы, используемый для целей прогнозирования, приведен в таблице 10. Было отмечено, что график ввода новых скважин в расчётной модели в программе "Эклипс" отличается от графика в представленном плане планов и предусматривает новые скважины после 2024 года. При разработке компанией GCA своего диапазона прогнозов добычи график ввода скважин был принят на основе бизнес-плана "Каспий нефть", а не по материалам моделирования в программе "Эклипс".

**Таблица 3: График ввода новых добывающих скважин — бизнес-план "Каспий нефть" на 2019–2024 годы**

| Год          | Мел, запад | Мел, восток | Юра, запад | Юра, восток | Всего — добывающие скважины |
|--------------|------------|-------------|------------|-------------|-----------------------------|
| 2019         | 0          | 0           | 1          | 4           | 5                           |
| 2020         | 0          | 0           | 4          | 7           | 11                          |
| 2021         | 0          | 0           | 0          | 18          | 18                          |
| 2022         | 0          | 9           | 4          | 3           | 16                          |
| 2023         | 12         | 4           | 2          | 0           | 18                          |
| 2024         | 14         | 1           | 0          | 0           | 15                          |
| <b>Всего</b> | <b>26</b>  | <b>14</b>   | <b>11</b>  | <b>32</b>   | <b>83</b>                   |

При составлении графика ввода новых скважин компанией GCA было принято, что до конца 2024 года темпы бурения составят не более двух добывающих скважин в месяц. При расчёте динамики добычи также учитывался утверждённый план геолого-технологических мероприятий в скважинах. В общей сложности, было предусмотрено проведение капитального ремонта скважин (КРС) на 6 скважинах и перевода 8 скважин на ОРЭ. В отсутствие более полной информации, предполагается, что одна половина таких скважин относится к юрской залежи, а другая — к меловой.

Были изучены расчётные модели в программе "Эклипс", представленные оператором, при этом ставилась задача понять места заложения новых скважин и соответствующие добывающие пласты. Затем для существующих и новых скважин, как для меловых, так и для юрских залежей, был сформирован ряд типовых кривых, в основу которых были положены темпы падения добычи и первоначальные дебиты скважин. Указанные типовые кривые были использованы для формирования профилей уплотняющих скважин; были также сформированы базовые профили путём выбора подходящих линий тренда снижения добычи по фактическим данным о добыче за предыдущие годы.

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.

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.

### Коэффициенты извлечения

В результате проведенного компанией GCA анализа показателей на конец 2018 года, в основу которого были положены последние варианты бюджета на бурение и планов работ, были получены представленные далее значения коэффициентов извлечения (таблица 11). Недавнее резкое увеличение обводнённости, а также снижение дебита нефти для меловой западной залежи, повлекли за собой снижение значений коэффициентов извлечения для меловых залежей.

**Таблица 4: Значения коэффициента извлечения по результатам анализа GCA**

| Залежь              | Заниженный вариант | Наиболее вероятный вариант | Завышенный вариант |
|---------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
| Меловая             | 10%                | 12%                        | 16%                |
| Юрская              | 42%                | 45%                        | 50%                |
| <b>Всего по м/р</b> | <b>31%</b>         | <b>33%</b>                 | <b>38%</b>         |

### 1.11 Экономические показатели разработки месторождения

Компания "Каспий нефть" предоставила специалистам GCA смету затрат в соответствии с пятилетним бизнес-планом по месторождению Айранколь на 2019–2024 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 2019 по 2024 год планируется ввод в общей сложности 94 дополнительных эксплуатационных скважин (83 добывающих и 11 водонагнетательных). Указанные скважины были включены в общую сумму сметы капитальных затрат в размере 132,353 млн.долл.США (в капитальные затраты по месторождению входят затраты на бурение скважин и обустройство месторождения, а также прочие издержки, не связанные с бурением). Программа работ по капитальному ремонту скважин была принята в предположении выполнения ремонта на регулируемой 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 2018 года, как их понимает компания GCA на основе информации, предоставленной компанией "Каспий нефть". Четыре основные составляющие нового налогового кодекса можно представить следующим образом.

- 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 объема 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%             |

- 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%                  | -                                    | -                      |

- Экспортная пошлина** применяется по скользящей шкале, представленной компанией "Каспий нефть"; ставка пошлины, в зависимости от величины цены на нефть, варьируется в интервале от 45 долл. США за 1 тонну до 85 долл. США за 1 тонну, с учётом использованного в настоящем отчёте прогноза изменения цен на нефть.
- 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.
- 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. В случае продаж на внутреннем рынке реализуется цена, составляющая приблизительно 29% от цены на нефть сорта "Брент". Экспортная цена принята с суммарной уменьшающей разницей 4,91 долл. США/барр. по отношению к цене сорта "Брент". Расходы по транспортировке на экспорт составляют 4,67 долл. США/барр.

Компанией GCA принят следующий сценарий изменения цены на нефть сорта "Брент", актуальный для первого квартала 2019 года:

| Год          | Долл. США/барр. |
|--------------|-----------------|
| 2019         | 54,65           |
| 2020         | 62,50           |
| 2021         | 70,00           |
| В дальнейшем | +2,0%           |

Годовой темп инфляции в расчётах капитальных расходов и эксплуатационных затрат был принят равным 4% до 2023 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    | 723,80     | 1 083,33               | 1 517,57                           |
| ЧПС при 5%                              | Млн. долл. США    | 576,55     | 813,74                 | 1 103,11                           |
| ЧПС при 7,5%                            | Млн. долл. США    | 520,39     | 717,28                 | 958,15                             |
| ЧПС при 10%                             | Млн. долл. США    | 472,88     | 638,47                 | 841,34                             |
| ЧПС при 12,5%                           | Млн. долл. США    | 432,37     | 573,34                 | 746,05                             |
| ЧПС при 15%                             | Млн. долл. США    | 397,58     | 518,94                 | 667,46                             |
| 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 2018 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 2034 года 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 <sup>9</sup> )   |
| 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 <sup>3</sup> | 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 <sub>2</sub> | 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 <sub>2</sub> S | сероводород   |
| IOR              | улучшенное нефтеизвлечение                                    |
| IPP              | независимый 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 <sup>2</sup>  | 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 <sup>3</sup>   | куб. метр   |
| Mcf или Mscf     | тыс. стандартных куб. футов                                   |
| MCM              | заседание правления   |
| MMcf or MMscf    | млн. станд. куб. футов  |
| m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup>   | тыс.куб.м  |
| Mm <sup>3</sup> 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 <sub>2</sub>    | азот   |
| NPV               | (ЧПС) чистая приведённая стоимость   |
| OBM               | буровой раствор на нефтяной основе   |
| OCM               | совещание рабочего комитета  |
| ODT               | подошва нефтенасыщенного интервала   |
| OPEX              | эксплуатационные расходы   |
| OWC               | вода-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 <sup>15</sup> 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 <sub>w</sub>    | 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 <sub>o</sub>    | 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 <sub>w</sub>    | водонасыщенность  |
| T                 | (т) тонна   |
| TD                | полная глубина  |
| Te                | метрическая тонна   |
| THP               | устьевое давление   |
| TJ                | тераджоуль (10 <sup>12</sup> 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                                      |
| TVD <sub>ss</sub> | 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<br>Айранколь   | 7,6 барр. / т |                               |                          |
| Проницаемость<br>1 мД                   | =             | 9,869 (E-04) мкм <sup>2</sup> |                          |
| Объём<br>1 баррель товарной нефти (API) | =             | 0,159 м <sup>3</sup>          | = 5,615 фут <sup>3</sup> |
| Площадь<br>1 гектар                     | =             | 10 000 м <sup>2</sup>         | = 2,47 акра              |
| Давление<br>1 фунт / кв. дюйм           | =             | 6,89 КПа                      |                          |

## **Приложение II**

### **Сокращенная версия SPE PRMS**

**(Данный перевод не является официальным, при этом  
преимущественное значение имеет вариант на  
английском языке)**

**<https://www.spe.org/industry/reserves.php>**

Общество инженеров-нефтяников, Всемирный нефтяной совет, Американская ассоциация геологов-нефтяников, Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа, Общество геофизиков-геологоразведчиков, Общество петрофизиков и интерпретаторов материалов геофизических исследований скважин и Европейская ассоциация инженеров и специалистов в области геологии и геофизики

## Система управления углеводородными ресурсами

### Определения и руководящие принципы <sup>(1)</sup>

(Изменённый вариант от июня 2018 года)

Таблица 1 — Классы и подклассы извлекаемых ресурсов

| Класс / подкласс | Определение   | Руководящие принципы   |
|------------------|---|--|
| Запасы           | <p>Запасы — это те количества нефтегазовых углеводородов, которые, как предполагается, являются коммерчески извлекаемыми путём применения проектов разработки к известным залежам с определённого момента времени и в соответствии с определёнными условиями.</p> | <p>Запасы должны отвечать следующим четырём критериям: разведанные, извлекаемые, коммерческие и остающиеся, на основе применяемого проекта (применяемых проектов) их разработки. Далее запасы разбиваются на категории в соответствии с уровнем определённости, связанным с подсчётами, и могут быть разбиты на подклассы на основе степени зрелости проектов и (или) охарактеризованы статусом разработки и добычи.</p> <p>Для зачисления в класс запасов проект должен быть в достаточной степени определённым для установления его рентабельности (см. п. 2.1.2, "Определение коммерческой ценности"). Сюда входит требование о наличии подтверждения твёрдого намерения приступить к разработке в разумные сроки.</p> <p>Разумные сроки для начала разработки зависят от конкретных обстоятельств и отличаются в зависимости от масштаба проекта. Хотя рекомендуемым показателем является пятилетний период, могут применяться и более длительные сроки, например, в случае, если разработка экономически эффективного проекта была отложена по усмотрению производителя, наряду с другими причинами, в связи с конъюнктурой рынка или с целью выполнения иных контрактных или стратегических целей. Во всех случаях обоснование отнесения к запасам должно быть чётко оформлено документально.</p> <p>Для зачисления в класс запасов должна существовать высокая степень уверенности в коммерческой зрелости и рентабельной продуктивности коллектора, подтвержденной фактической эксплуатацией или испытаниями пласта. В отдельных случаях отнесение к запасам допускается на основании материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и (или) анализа керна, которые указывают на углеводородоносность соответствующего коллектора и на его сходство с коллекторами в том же самом районе, которые либо уже находятся в эксплуатации, либо для которых по результатам испытаний пласта установлена возможность добычи.</p> |

<sup>1</sup> Настоящие "Определения и руководящие принципы" являются частью полного документа "Система управления углеводородными ресурсами" (изменённый вариант от июня 2018 года).

| Класс / подкласс                              | Определение   | Руководящие принципы   |
|---|---|--|
| <b>В эксплуатации</b>                         | Проект разработки в настоящее время находится в эксплуатации или способен осуществлять добычу нефтегазовой продукции и реализацию её на рынке.  | <p>Основным критерием является факт получения проектом дохода от реализации, а не факт непереносимого завершения утверждённого проекта разработки. Сюда входят "Разрабатываемые добываемые запасы".</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение о начале или продолжении рентабельной добычи по проекту.</p>  |
| <b>Утверждённые к разработке</b>              | Все необходимые согласования получены, капитальные средства выделены, и реализация проекта разработки готова к началу или уже осуществляется.   | <p>В этот момент должна существовать уверенность в том, что разработка проекта состоится. Данный проект не должен зависеть ни от каких непредвиденных обстоятельств, например, от недостающих согласований с регулирующими органами или договоров купли-продажи. Прогнозируемые капитальные вложения должны быть включены в утверждённый бюджет отчитывающегося предприятия на текущий или следующий год.</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение о начале инвестиций в строительство технологических комплексов подготовки продукции и (или) в бурение эксплуатационных скважин.</p>   |
| <b>Обоснованные к разработке</b>              | Реализация проекта разработки является обоснованной на основании разумных прогнозируемых коммерческих условий на момент отчётности, при этом существуют обоснованные ожидания того, что все необходимые согласования (договоры) будут получены (заключены).                                       | <p>Для перехода на данный уровень зрелости проекта, а также для соответственного присвоения ему запасов, проект разработки должен быть рентабельным на момент отчётности (см. п. 2.1.2, "Определение коммерческой ценности") и с учётом конкретных обстоятельств проекта. Все участвующие организации дали своё согласие и имеются документально оформленные сведения о том, что проект принят к выполнению (то есть, имеется твёрдое намерение приступить к выполнению разработки в разумные сроки). Не должно существовать никаких известных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы воспрепятствовать реализации разработки (см. класс "Запасы").</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение отчитывающегося предприятия и его партнёров (при их наличии) о том, что проект находится на уровне технико-коммерческой зрелости, достаточном для обоснования начала работ по разработке в данный момент.</p> |
| <b>Условные ресурсы</b>                       | Количества нефтегазовых углеводородов, которые, на определённый момент, считаются потенциально извлекаемыми из известных залежей посредством применения проектов разработки, но которые на сегодняшний день не считаются коммерчески извлекаемыми вследствие одного или нескольких обстоятельств. | <p>В число условных ресурсов могут входить, к примеру, проекты, для которых пока не найдены рентабельные рынки сбыта; где возможность коммерческой добычи зависит от технологий в стадии разработки; где оценка залежи не является достаточной для чёткого определения рентабельности, где план разработки ещё не утверждён, или где могут существовать вопросы признания со стороны регулирующих органов или общественности. Условные ресурсы разбиваются далее на категории в соответствии с уровнем достоверности, связанным с результатами подсчётов, и могут быть разбиты на подклассы на основе степени зрелости проектов и (или) охарактеризованы по экономическому статусу.</p>  |
| <b>Возможность разработки рассматривается</b> | Открытая залежь, на которой ведутся работы по проекту с целью обоснования коммерческой разработки в обозримом будущем.  | Считается, что такой проект обладает обоснованным потенциалом для возможной при определённых условиях коммерческой разработки, в связи с чем ведутся работы по сбору данных (например, бурение, сейсморазведка) и (или) оценочные исследования с целью подтверждения   |



| Класс / подкласс                 | Определение  | Руководящие принципы   |
|----------------------------------|--|--|
|                                  |  | <p>рентабельности проекта и создания основы для выбора соответствующего плана разработки. Критические обстоятельства, препятствующие реализации проекта, были выявлены, при этом обоснованно ожидается, что они будут устранены в разумные сроки. Следует отметить, что получение не соответствующих ожиданиям результатов оценки (оценочного изучения) может привести к переводу данного проекта в статус "Разработка приостановлена" или "Разработка нерентабельна".</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение о проведении дальнейших работ по сбору данных и (или) исследований с целью перевода проекта на такой уровень технико-коммерческой зрелости, на котором может быть принято решение о начале работ по разработке и добыче.</p>                             |
| <b>Разработка приостановлена</b> | Открытая залежь, на которой работы по проекту приостановлены и (или) существует возможность значительной задержки в деле обоснования коммерческой разработки.                    | <p>Проект представляется перспективным с точки зрения коммерческой разработки. При переходе к стадии разработки возможна значительная задержка. Следует отметить, что при изменении обстоятельств, например, при отсутствии в дальнейшем правдоподобной возможности устранения критического препятствующего обстоятельства в обозримом будущем, возможен перевод проекта в статус "Разработка нерентабельна".</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение либо о продолжении работ по дополнительному оценочному изучению с целью уточнения перспективности возможной при определённых условиях коммерческой разработки, либо о временной приостановке дальнейших действий или о переносе их на более поздние сроки до устранения внешних препятствующих обстоятельств.</p> |
| <b>Разработка не определена</b>  | Открытая залежь, для которой оцениваются работы по проекту и для которой, исходя из имеющейся информации, возможность обоснования в качестве коммерческой разработки неизвестна. | <p>Проект представляется перспективным с точки зрения возможной при определённых условиях коммерческой разработки, но для определения перспективности возможной при определённых условиях коммерческой разработки ведутся текущие дальнейшие работы по оценке (оценочному изучению).</p> <p>Рассматриваемый подкласс требует наличия активных работ по оценке или оценочному изучению; не следует присваивать этот подкласс в тех случаях, когда план будущих работ по оценочному изучению отсутствует. Подкласс должен отражать действия, необходимые для продвижения проекта в направлении коммерческой зрелости и рентабельной добычи.</p>  |
| <b>Разработка нерентабельна</b>  | Открытая залежь, для которой текущие планы по разработке или сбору дополнительных данных в данный момент отсутствуют по причине ограниченной потенциальной производительности.   | <p>Проект, с точки зрения возможной при определённых условиях коммерческой разработки, на момент отчётности представляется бесперспективным, но при этом документально зафиксированы теоретически извлекаемые количества, так что в случае значительного изменения технологий или коммерческих условий перспективная возможность разработки будет признана.</p> <p>Точка принятия решения по проекту — решение не проводить дальнейшие работы по сбору данных или исследования по проекту на обозримое будущее.</p>  |
| <b>Перспективные ресурсы</b>     | Количества нефтегазовых углеводородов, которые, по   | Оценочное изучение потенциальных залежей проводится в соответствии с вероятностью геологического открытия, а   |

| Класс / подкласс                           | Определение  | Руководящие принципы  |
|--|--|---|
|  | состоянию на определённый момент, подсчитаны как потенциально извлекаемые из неоткрытых залежей.   | также, в случае открытия, оцениваются количества, которые будут извлекаемыми в соответствии с определёнными проектами разработки. Во внимание принимается тот факт, что программы разработки будут значительно менее подробными, а также будут в большей мере зависеть от сравнительного анализа с проектами-аналогами на более ранних стадиях геологоразведочных работ.  |
| <b>Перспективный объект</b>                | Проект, связанный с потенциальной залежью, определённой достаточно хорошо для того, чтобы быть рентабельным объектом бурения.  | Основной целью работ по проекту является оценка вероятности геологического открытия и, в случае открытия, определение диапазона потенциально извлекаемых количеств в соответствии с программой коммерческой разработки.   |
| <b>Поисковый объект</b>                    | Проект, связанный с потенциальной залежью, которая в настоящее время плохо определена и для перевода в класс "Перспективный объект" требует проведения дополнительных работ по сбору данных и (или) оценочному изучению.                   | Основной целью работ по проекту является получение дополнительных данных и (или) проведение дальнейшего оценочного изучения с тем, чтобы подтвердить возможность или невозможность перевода рассматриваемого объекта из класса "Поисковый объект" в класс "Перспективный объект". В объём такого оценочного изучения входят оценка вероятности геологического открытия, а также, в случае открытия, определение диапазона потенциальной отдачи углеводородов при практически осуществимых сценариях разработки. |
| <b>Перспективный нефтегазовый комплекс</b> | Проект, связанный с перспективной тенденцией потенциальных перспективных объектов, но требующий дополнительных работ по сбору данных и (или) оценочному изучению для определения конкретных поисковых объектов или перспективных объектов. | Основной целью работ по проекту является получение дополнительных данных и (или) проведение дальнейшего оценочного изучения с целью определения конкретных поисковых объектов или перспективных объектов для более подробного анализа вероятности их геологического открытия, а также, в случае открытия, для определения диапазона потенциальной отдачи углеводородов при гипотетических сценариях разработки.   |

**Таблица 2 — Определения статуса запасов и соответствующие им руководящие принципы**

| Статус                                     | Определение  | Руководящие принципы  |
|--|--|---|
| <b>Разрабатываемые запасы</b>              | Количества, которые предполагается извлечь из существующих скважин с использованием существующих объектов обустройства.                  | Запасы считаются разрабатываемыми только после установки необходимого оборудования или в том случае, когда затраты на подобную установку относительно невелики по сравнению со стоимостью скважины. В случаях отсутствия требуемых объектов обустройства может возникнуть необходимость перевода данных запасов в статус "Неразрабатываемые". Разрабатываемые запасы могут быть далее разбиты на подстатусы "Добываемые" или "Недобываемые".  |
| <b>Разрабатываемые добываемые запасы</b>   | Количества, которые предполагается извлечь из интервалов заканчивания, открытых и находящихся в эксплуатации на отчётную дату подсчётов. | Запасы, относимые на счёт повышения отдачи пластов, считаются добываемыми только после введения в эксплуатацию проекта повышения отдачи пластов.  |
| <b>Разрабатываемые недобываемые запасы</b> | Простаивающие запасы и затрубные запасы.   | Извлечение простаивающих запасов предполагается (1) из интервалов заканчивания, открытых на момент подсчёта, но ещё не введённых в эксплуатацию; (2) из скважин, простаивающих по причине рыночной конъюнктуры или подсоединения к трубопроводам; или (3) из скважин, не способных обеспечивать добычу по механическим причинам. Извлечение затрубных запасов предполагается из тех горизонтов в существующих скважинах, для которых до начала добычи потребуются выполнить дополнительные работы по заканчиванию скважины или по переводу скважины на другой горизонт в будущем, при этом затраты на обеспечение доступа к рассматриваемым запасам невелики.<br><br>Во всех случаях, добычу можно начать или возобновить с относительно низкими затратами по сравнению со стоимостью бурения новой скважины. |
| <b>Неразрабатываемые запасы</b>            | Количества, которые предполагается извлечь посредством значительных инвестиций в будущем.  | Неразрабатываемые запасы предполагается добывать (1) из новых скважин на не изученных бурением площадях известных залежей; (2) посредством углубления существующих скважин в другой (но известный) пласт-коллектор; (3) из уплотняющих скважин, которые будут увеличивать нефтегазоотдачу; или (4) там, где относительно высокие затраты (например, в сравнении со стоимостью бурения новой скважины) требуются для следующих целей: (a) перевод существующей скважины на другой горизонт или (b) монтаж технологических комплексов подготовки продукции или объектов транспортировки продукции для проектов первичной добычи или повышения отдачи пластов.   |

**Таблица 3 — Определения категорий запасов и соответствующие им руководящие принципы**

| Категория                       | Определение  | Руководящие принципы  |
|---------------------------------|--|---|
| <p><b>Доказанные запасы</b></p> | <p>Количества нефтегазовых углеводородов, которые, в результате анализа геолого-геофизических и инженерно-технических данных, можно с разумной достоверностью считать коммерчески извлекаемыми, с определённого момента времени, из известных коллекторов и в соответствии с определёнными экономическими условиями, производственными методами и государственными нормативными документами.</p> | <p>При использовании детерминистических методов термин "разумная достоверность" предназначен для обозначения высокой степени достоверности того, что рассматриваемые количества будут извлечены. При использовании вероятностных методов должна существовать, по меньшей мере, вероятность 90% (P90) того, что фактически извлечённые количества будут равны подсчётным цифрам или превысят их.</p> <p>Площадь коллектора, рассматриваемая как площадь доказанных запасов, включает в себя (1) площадь, оконтуренную по результатам бурения и определённую межфлюидными контактами (при их наличии); и (2) прилегающие, не изученные бурением части коллектора, которые можно обоснованно признать непрерывно продолжающимися рассматриваемый коллектор и коммерчески продуктивными на основе имеющихся геолого-геофизических и инженерно-технических данных.</p> <p>В отсутствие данных о межфлюидных контактах количества доказанных запасов в коллекторе ограничиваются НГУ (нижней границей углеводородоносности), выделенной по результатам вскрытия коллектора скважиной, если только определяющие геолого-геофизические, инженерно-технические или эксплуатационные данные не будут указывать на иное. В состав такой определяющей информации могут входить анализ градиента давления и сейсмические показатели. Для определения межфлюидных контактов в качестве доказанных запасов одних только данных сейсморазведки может оказаться недостаточно.</p> <p>Запасы на неразрабатываемых площадках могут классифицироваться как доказанные при выполнении следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A. Соответствующие площадки находятся на не изученных бурением участках коллектора, которые с разумной достоверностью можно признать коммерчески зрелыми и рентабельно продуктивными.</li> <li>B. Интерпретации имеющихся геолого-геофизических и инженерно-технических данных с разумной достоверностью указывают на то, что пласт, являющийся объектом исследования, представляет собой латерально непрерывное продолжение изученных бурением площадок доказанных запасов.</li> </ul> <p>Для доказанных запасов значение коэффициента нефтегазоотдачи, применяемое к рассматриваемым коллекторам, следует определять на основе диапазона возможностей, подкрепляемых аналогами и убедительным инженерно-техническим суждением, с учётом характеристик участка доказанных запасов и применяемой программы разработки.</p> |

| Категория                           | Определение  | Руководящие принципы  |
|-------------------------------------|--|---|
| <b>Вероятные запасы</b>             | Те дополнительные запасы, извлечение которых, на основании анализа геолого-геофизических и инженерно-технических данных, считается менее вероятным по сравнению с доказанными запасами, но более вероятным по сравнению с возможными запасами. | <p>В равной степени вероятно, что фактически остающиеся количества, извлечённые из недр, будут больше или меньше суммы подсчётных запасов по категории "Доказанные плюс вероятные запасы" (Proved plus Probable — 2P). В рассматриваемом контексте, при использовании вероятностных методов, должна существовать, по меньшей мере, вероятность 50% того, что фактические количества, извлечённые из недр, будут равными подсчётной цифре 2P или превысят её.</p> <p>К категории вероятных запасов можно отнести участки коллектора, прилегающие к участкам доказанных запасов, где освещённость данными или интерпретации имеющихся данных характеризуются меньшей степенью определённости. Интерпретированная непрерывность коллектора может и не удовлетворять критериям разумной достоверности.</p> <p>В подсчётные цифры вероятных запасов также входят значения прибавочной нефтегазоотдачи, связанной со значениями коэффициента нефтегазоотдачи по проекту, превышающими принятые для доказанных запасов.</p>  |
| <b>Возможные запасы</b>             | Те дополнительные запасы, извлечение которых, на основании анализа геолого-геофизических и инженерно-технических данных, считается менее вероятным по сравнению с вероятными запасами.   | <p>Существует малая вероятность того, что сумма максимально извлечённых количеств по проекту превысит сумму запасов по категории "Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы" (Proved plus Probable plus Possible — 3P), что соответствует сценарию завышенного варианта подсчётов. При использовании вероятностных методов должна существовать, по меньшей мере, вероятность 10% (P10) того, что фактические количества, извлечённые из недр, будут равными подсчётной цифре запасов 3P или превысят её.</p> <p>К категории возможных запасов можно отнести участки коллектора, прилегающие к участкам вероятных запасов, где освещённость данными или интерпретации имеющихся данных характеризуются ещё более низкой степенью определённости. Зачастую это может происходить там, где имеющиеся геолого-геофизические и инженерно-технические данные не позволяют чётко определить участок и вертикальные границы коллектора, соответствующие рентабельной добыче из коллектора в рамках определённого, коммерчески зрелого проекта.</p> <p>В подсчётные цифры возможных запасов также входят прибавочные количества, связанные со значениями коэффициента нефтегазоотдачи по проекту, превышающими принятые для вероятных запасов.</p> |
| <b>Вероятные и возможные запасы</b> | См. приведённые выше отдельные критерии для вероятных запасов и возможных запасов.   | <p>В основу подсчётов суммарных запасов 2P (т. е. доказанных и вероятных) и 3P (т. е. доказанных, вероятных и возможных) могут быть положены обоснованные альтернативные технические интерпретации в пределах коллектора и (или) соответствующего проекта, которые имеют чёткое документальное оформление, включая сравнения с результатами, полученными на успешных проектах-аналогах.</p> <p>В условиях традиционных залежей категории вероятных и (или) возможных запасов могут присваиваться в тех случаях, когда по имеющимся геолого-геофизическим и инженерно-техническим данным выявляются непосредственно прилегающие части коллектора в пределах одной и той же залежи, которые могут быть отделены от участков доказанных запасов незначительными дизъюнктивными нарушениями или иными разрывами геологической</p>   |

| Категория | Определение | Руководящие принципы  |
|-----------|-------------|---|
|           |             | <p>непрерывности и не вскрывались скважинами, но интерпретированы как находящиеся в гидродинамической связи с известным (доказанным) коллектором. К категории вероятных или возможных запасов могут быть отнесены участки, которые структурно расположены выше участка доказанных запасов. К категории возможных запасов (а в некоторых случаях — и вероятных) могут быть отнесены участки, которые структурно расположены ниже прилегающего участка доказанных запасов или запасов 2P (суммы доказанных и вероятных).</p> <p>Следует проявлять осторожность при отнесении к запасам прилегающих коллекторов, отделённых значительными, потенциально флюидоупорными разрывными нарушениями, до тех пор, пока такой коллектор не будет вскрыт скважинами и признан коммерчески зрелым и рентабельно продуктивным по результатам оценочного изучения. Обоснование присвоенной категории запасов в таких случаях должно чётко оформляться документально. Не следует относить к запасам участки, которые отчётливо отделены от известной залежи непродуктивным коллектором (т. е., отсутствие коллектора, структурно низкий коллектор или отрицательные результаты испытания); на таких участках могут содержаться перспективные ресурсы.</p> <p>В условиях традиционных залежей, где по результатам бурения определена отметка верхней границы нефтеносности и где существует вероятность наличия газовой шапки, связанной с залежью нефти, к доказанным запасам нефти следует относить лишь структурно залегающие выше части коллектора, при наличии разумной достоверности того, что давление в таких частях коллектора первоначально выше давления насыщения, что подтверждено документально оформленными результатами инженерно-технических анализов. Тем частям коллектора, в отношении которых указанный критерий достоверности не соблюдается, могут быть присвоены категории вероятных и возможных запасов нефти и (или) газа, исходя из свойств пластовых флюидов и интерпретаций градиента давления.</p> |

Рисунок 1.1 — СТРУКТУРА КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ

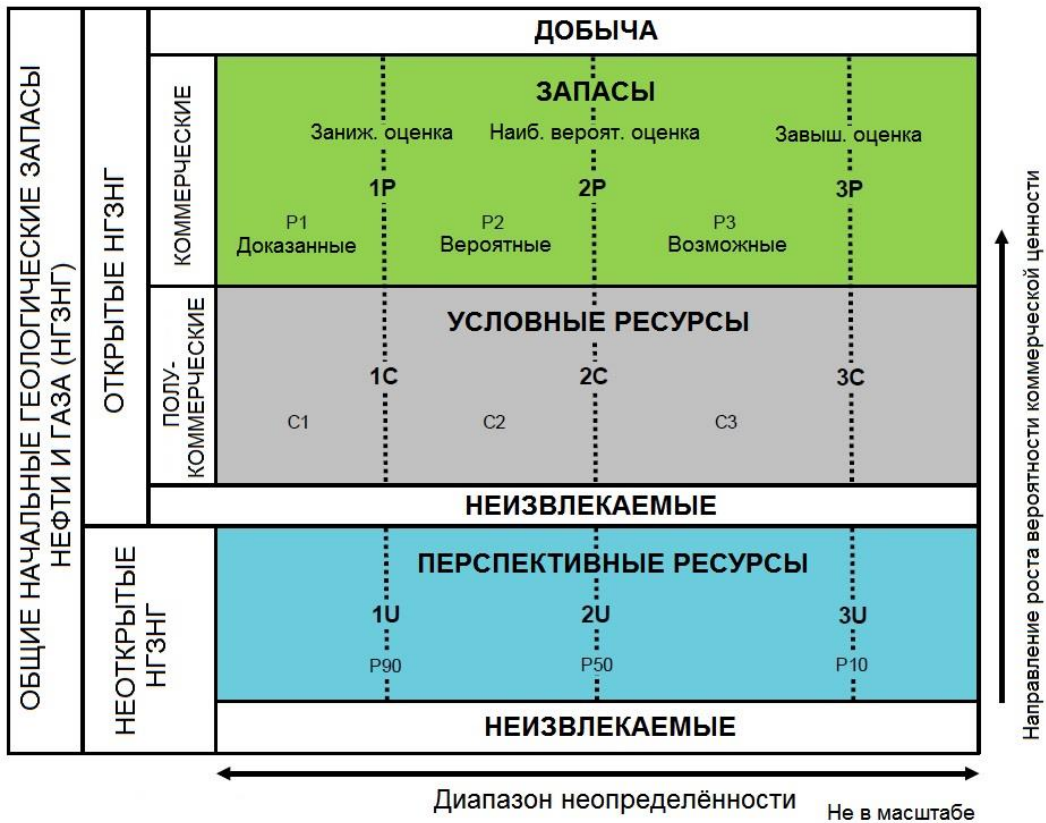
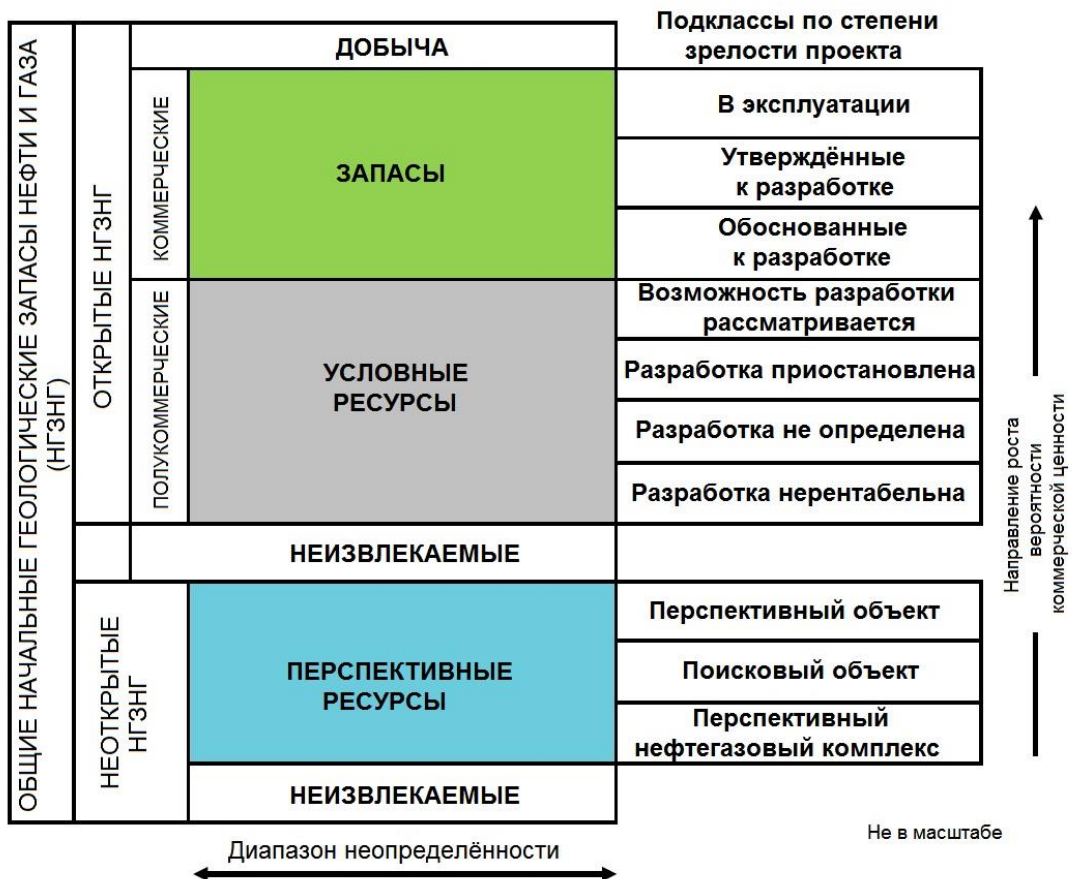


Рисунок 2.1 — ПОДКЛАССЫ, ВЫДЕЛЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ СТЕПЕНИ ЗРЕЛОСТИ ПРОЕКТОВ



## 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                |                |
|                      | <i>В начале</i>   | <i>В конце</i> |
| Прямая доля участия: | 100,0%            | 100,0%         |
| Доля в доходах:      | 100,0%            | 100,0%         |

| Номинальные значения чистой приведённой стоимости<br>по состоянию на 31 дек. 18 (млн. долл. США) |                   |                      |
|--|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта  | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0%   | 1 006,37          | 723,80               |
| 5,0%   | 813,89            | 576,55               |
| 7,5%   | 739,65            | 520,39               |
| 10,0%  | 676,37            | 472,88               |
| 12,5%  | 622,04            | 432,37               |
| 15,0%  | 575,07            | 397,58               |
| <b>ВНД</b>   | <b>100 +</b>      | <b>100 +</b>         |

| 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. подоход. 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. 19        | 4,81               | 49,73                   | 1,20                      | 16,04                   |                         |                                  | 258,58                       | 19,63                | 238,95                       | 238,95                           | 13,11                          | 0,56                               | 55,68                          |                                  |                                   | 57,41                               | 2,70                         | 109,49                                 | 13,78                                  | 22,98                                | 72,74                                     |  |
| янв. 20        | 4,70               | 57,59                   | 1,18                      | 18,34                   |                         |                                  | 292,35                       | 22,20                | 270,15                       | 270,15                           | 20,98                          | 0,52                               | 52,31                          |                                  |                                   | 75,17                               | 2,91                         | 118,26                                 | 15,34                                  | 25,88                                | 77,04                                     |  |
| янв. 21        | 4,90               | 65,09                   | 1,22                      | 20,54                   |                         |                                  | 343,91                       | 26,13                | 317,78                       | 317,78                           | 30,56                          | 0,53                               | 53,28                          |                                  |                                   | 89,88                               | 3,22                         | 140,30                                 | 21,36                                  | 31,60                                | 87,35                                     |  |
| янв. 22        | 4,46               | 66,49                   | 1,12                      | 20,95                   |                         |                                  | 320,25                       | 24,33                | 295,92                       | 295,92                           | 25,67                          | 0,50                               | 50,04                          |                                  |                                   | 89,19                               | 3,33                         | 127,19                                 | 14,70                                  | 27,47                                | 85,02                                     |  |
| янв. 23        | 3,79               | 67,92                   | 0,95                      | 21,37                   |                         |                                  | 277,71                       | 18,53                | 259,18                       | 259,18                           | 29,43                          | 0,45                               | 44,57                          |                                  |                                   | 76,59                               | 3,45                         | 104,69                                 | 11,07                                  | 23,13                                | 70,49                                     |  |
| янв. 24        | 3,18               | 69,37                   | 0,79                      | 21,80                   |                         |                                  | 237,82                       | 15,87                | 221,95                       | 221,95                           | 27,26                          | 0,40                               | 40,43                          |                                  |                                   | 64,96                               | 3,47                         | 85,43                                  | 6,58                                   | 18,29                                | 60,57                                     |  |
| янв. 25        | 2,61               | 70,86                   | 0,65                      | 22,24                   |                         |                                  | 199,36                       | 13,30                | 186,06                       | 186,06                           |                                | 0,37                               | 36,72                          |                                  |                                   | 55,66                               | 2,94                         | 90,37                                  | 3,24                                   | 13,82                                | 73,32                                     |  |
| янв. 26        | 2,17               | 72,37                   | 0,54                      | 22,68                   |                         |                                  | 169,36                       | 11,30                | 158,06                       | 158,06                           |                                | 0,34                               | 33,86                          |                                  |                                   | 46,82                               | 2,59                         | 74,45                                  | 1,53                                   | 10,63                                | 62,29                                     |  |
| янв. 27        | 1,83               | 73,92                   | 0,46                      | 23,14                   |                         |                                  | 146,02                       | 7,04                 | 138,98                       | 138,98                           |                                | 0,32                               | 31,68                          |                                  |                                   | 39,98                               | 2,24                         | 64,77                                  | 0,91                                   | 8,69                                 | 55,17                                     |  |
| янв. 28        | 1,56               | 75,50                   | 0,39                      | 23,60                   |                         |                                  | 126,86                       | 6,11                 | 120,74                       | 120,74                           |                                | 0,30                               | 29,92                          |                                  |                                   | 36,68                               | 1,90                         | 51,94                                  | 0,04                                   | 6,12                                 | 45,78                                     |  |
| янв. 29        | 1,25               | 77,10                   | 0,31                      | 24,07                   |                         |                                  | 104,05                       | 5,01                 | 99,03                        | 99,03                            |                                | 0,28                               | 27,80                          |                                  |                                   | 29,81                               | 1,68                         | 39,47                                  | 0,17                                   | 5,27                                 | 34,03                                     |  |
| 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        |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                                      |   |  |
| янв. 51        |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                                      |   |  |
|                |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                                      |   |  |
|                |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                                      |   |  |
|                |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                                      |   |  |
|                | 35,27              |                         | 8,82                      |                         | —                       |                                  | 2 476,27                     | 169,45               | 2 306,82                     | 2 306,82                         | 147,00                         | 4,56                               | 456,29                         | —                                | —                                 | 662,15                              | 30,44                        | 1 006,37                               | 88,70                                  | 193,87                               | 723,80                                    |  |

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<br>по состоянию на 31 дек. 18 (млн. долл. США) |                   |                      |
|--|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта  | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0%   | 1 522,53          | 1 083,33             |
| 5,0%   | 1 163,18          | 813,74               |
| 7,5%   | 1 033,15          | 717,28               |
| 10,0%  | 926,14            | 638,47               |
| 12,5%  | 837,08            | 573,34               |
| 15,0%  | 762,17            | 518,94               |
| <b>ВНД</b>   | <b>100 +</b>      | <b>100 +</b>         |

| 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. доход, 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. 19        | 4,96               | 49,73                   | 1,24                      | 16,04                   |                         |                                  | 266,75                       | 20,25                | 246,51                       | 246,51                           | 13,11                          | 0,56                               | 55,53                          |                                  |                                   | 59,22                               | 2,70                         | 115,39                                 | 15,48                                  | 24,16                       | 75,76                                     |  |
| янв. 20        | 5,14               | 57,59                   | 1,28                      | 18,34                   |                         |                                  | 319,46                       | 24,26                | 295,20                       | 295,20                           | 20,98                          | 0,54                               | 53,96                          |                                  |                                   | 82,14                               | 2,92                         | 134,65                                 | 19,26                                  | 29,16                       | 86,24                                     |  |
| янв. 21        | 5,65               | 65,09                   | 1,41                      | 20,54                   |                         |                                  | 396,68                       | 30,14                | 366,54                       | 366,54                           | 30,56                          | 0,57                               | 57,02                          |                                  |                                   | 103,67                              | 3,26                         | 171,46                                 | 28,98                                  | 37,84                       | 104,64                                    |  |
| янв. 22        | 5,43               | 66,49                   | 1,36                      | 20,95                   |                         |                                  | 389,40                       | 29,59                | 359,82                       | 359,82                           | 25,67                          | 0,55                               | 55,48                          |                                  |                                   | 108,45                              | 3,38                         | 166,28                                 | 22,71                                  | 35,30                       | 108,27                                    |  |
| янв. 23        | 4,87               | 67,92                   | 1,22                      | 21,37                   |                         |                                  | 356,98                       | 27,13                | 329,85                       | 329,85                           | 29,43                          | 0,51                               | 51,24                          |                                  |                                   | 98,46                               | 3,52                         | 146,70                                 | 18,59                                  | 31,54                       | 96,57                                     |  |
| янв. 24        | 4,29               | 69,37                   | 1,07                      | 21,80                   |                         |                                  | 320,72                       | 24,37                | 296,35                       | 296,35                           | 27,26                          | 0,48                               | 47,58                          |                                  |                                   | 87,61                               | 3,54                         | 129,89                                 | 13,95                                  | 27,19                       | 88,74                                     |  |
| янв. 25        | 3,56               | 70,86                   | 0,89                      | 22,24                   |                         |                                  | 272,14                       | 18,16                | 253,98                       | 253,98                           |                                | 0,43                               | 43,02                          |                                  |                                   | 75,97                               | 3,01                         | 131,55                                 | 9,49                                   | 22,07                       | 99,99                                     |  |
| янв. 26        | 2,96               | 72,37                   | 0,74                      | 22,68                   |                         |                                  | 230,67                       | 15,39                | 215,28                       | 215,28                           |                                | 0,39                               | 39,16                          |                                  |                                   | 63,77                               | 2,64                         | 109,31                                 | 6,16                                   | 17,61                       | 85,54                                     |  |
| янв. 27        | 2,48               | 73,92                   | 0,62                      | 23,14                   |                         |                                  | 197,87                       | 13,20                | 184,66                       | 184,66                           | -                              | 0,36                               | 36,14                          |                                  |                                   | 54,18                               | 2,29                         | 91,69                                  | 3,62                                   | 14,08                       | 73,99                                     |  |
| янв. 28        | 2,11               | 75,50                   | 0,53                      | 23,60                   |                         |                                  | 171,96                       | 11,48                | 160,48                       | 160,48                           | -                              | 0,34                               | 33,80                          |                                  |                                   | 49,73                               | 1,94                         | 74,68                                  | 1,42                                   | 10,67                       | 62,58                                     |  |
| янв. 29        | 1,80               | 77,10                   | 0,45                      | 24,07                   |                         |                                  | 150,00                       | 7,23                 | 142,77                       | 142,77                           | -                              | 0,32                               | 31,84                          |                                  |                                   | 42,97                               | 1,72                         | 65,92                                  | 2,63                                   | 10,57                       | 52,72                                     |  |
| янв. 30        | 1,56               | 78,75                   | 0,39                      | 24,55                   |                         |                                  | 132,25                       | 6,37                 | 125,88                       | 125,88                           |                                | 0,30                               | 30,30                          |                                  |                                   | 37,53                               | 1,53                         | 56,21                                  | 2,01                                   | 9,04                        | 45,15                                     |  |
| янв. 31        | 1,30               | 80,42                   | 0,32                      | 25,04                   |                         |                                  | 112,38                       | 5,42                 | 106,96                       | 106,96                           |                                | 0,29                               | 28,55                          |                                  |                                   | 32,45                               | 1,39                         | 44,28                                  | 1,25                                   | 7,27                        | 35,76                                     |  |
| янв. 32        | 1,04               | 82,12                   | 0,26                      | 25,54                   |                         |                                  | 92,48                        | 4,46                 | 88,02                        | 88,02                            |                                | 0,27                               | 26,81                          |                                  |                                   | 26,46                               | 1,29                         | 33,19                                  | 0,61                                   | 5,56                        | 27,03                                     |  |
| янв. 33        | 0,93               | 83,87                   | 0,23                      | 26,05                   |                         |                                  | 84,44                        | 4,07                 | 80,37                        | 80,37                            |                                | 0,26                               | 26,21                          |                                  |                                   | 23,93                               | 1,24                         | 28,72                                  | 0,71                                   | 5,25                        | 22,76                                     |  |
| янв. 34        | 0,84               | 85,64                   | 0,21                      | 26,58                   |                         |                                  | 77,33                        | 3,73                 | 73,60                        | 73,60                            |                                | 0,26                               | 25,70                          |                                  |                                   | 23,79                               | 1,24                         | 22,62                                  | 0,47                                   | 4,57                        | 17,57                                     |  |
| 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        |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                             |   |  |
| янв. 51        |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                             |   |  |
|                | 48,93              |                         | 12,23                     |                         | —                       |                                  | 3 571,50                     | 245,24               | 3 326,27                     | 3 326,27                         | 147,00                         | 6,42                               | 642,36                         | —                                | —                                 | 970,33                              | 37,62                        | 1 522,53                               | 147,31                                 | 291,89                      | 1 083,33                                  |  |

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 31 дек. 18 (млн. долл. США) |                   |                      |
|---|-------------------|----------------------|
| Ставка дисконта   | До вычета налогов | После вычета налогов |
| 0,0%  | 2 220,43          | 1 517,57             |
| 5,0%  | 1 633,35          | 1 103,11             |
| 7,5%  | 1 426,65          | 958,15               |
| 10,0%   | 1 259,32          | 841,34               |
| 12,5%   | 1 122,21          | 746,05               |
| 15,0%   | 1 008,57          | 667,46               |
| <b>ВНД</b>  | <b>100 +</b>      | <b>100 +</b>         |

| 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. доход, 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. 19        | 5,09               | 49,73                   | 1,27                      | 16,04                   |                         |                                  | 273,36                       | 20,75                | 252,61                       | 252,61                           | 13,11                          | 0,55                               | 55,39                          |                                  |                                   | 60,69                               | 2,70                         | 120,17                                 | 16,97                                  | 25,11                       | 78,08                                     |        |          |
| янв. 20        | 5,54               | 57,59                   | 1,39                      | 18,34                   |                         |                                  | 344,75                       | 26,18                | 318,57                       | 318,57                           | 20,98                          | 0,56                               | 55,52                          |                                  |                                   | 88,65                               | 2,94                         | 149,93                                 | 23,12                                  | 32,22                       | 94,59                                     |        |          |
| янв. 21        | 6,41               | 65,09                   | 1,60                      | 20,54                   |                         |                                  | 450,15                       | 34,20                | 415,95                       | 415,95                           | 30,56                          | 0,61                               | 60,81                          |                                  |                                   | 117,64                              | 3,29                         | 203,03                                 | 37,17                                  | 44,16                       | 121,71                                    |        |          |
| янв. 22        | 6,54               | 66,49                   | 1,63                      | 20,95                   |                         |                                  | 468,88                       | 35,63                | 433,25                       | 433,25                           | 25,67                          | 0,62                               | 61,76                          |                                  |                                   | 130,59                              | 3,44                         | 211,18                                 | 32,93                                  | 44,30                       | 133,96                                    |        |          |
| янв. 23        | 6,26               | 67,92                   | 1,56                      | 21,37                   |                         |                                  | 458,27                       | 34,82                | 423,45                       | 423,45                           | 29,43                          | 0,60                               | 59,77                          |                                  |                                   | 126,39                              | 3,60                         | 203,66                                 | 31,11                                  | 42,95                       | 129,59                                    |        |          |
| янв. 24        | 5,82               | 69,37                   | 1,45                      | 21,80                   |                         |                                  | 435,37                       | 33,09                | 402,28                       | 402,28                           | 27,26                          | 0,57                               | 57,45                          |                                  |                                   | 118,92                              | 3,64                         | 194,44                                 | 27,43                                  | 40,12                       | 126,89                                    |        |          |
| янв. 25        | 5,07               | 70,86                   | 1,27                      | 22,24                   |                         |                                  | 387,25                       | 29,43                | 357,82                       | 357,82                           |                                | 0,53                               | 53,05                          |                                  |                                   | 108,11                              | 3,11                         | 193,02                                 | 20,55                                  | 34,38                       | 138,09                                    |        |          |
| янв. 26        | 4,37               | 72,37                   | 1,09                      | 22,68                   |                         |                                  | 341,08                       | 25,92                | 315,15                       | 315,15                           |                                | 0,49                               | 48,85                          |                                  |                                   | 94,29                               | 2,74                         | 168,78                                 | 16,28                                  | 29,52                       | 122,97                                    |        |          |
| янв. 27        | 3,78               | 73,92                   | 0,95                      | 23,14                   |                         |                                  | 301,53                       | 20,12                | 281,41                       | 281,41                           |                                | 0,45                               | 45,29                          |                                  |                                   | 82,56                               | 2,38                         | 150,73                                 | 13,93                                  | 25,91                       | 110,89                                    |        |          |
| янв. 28        | 3,30               | 75,50                   | 0,82                      | 23,60                   |                         |                                  | 268,22                       | 17,90                | 250,32                       | 250,32                           |                                | 0,42                               | 42,31                          |                                  |                                   | 77,56                               | 2,03                         | 127,99                                 | 8,67                                   | 21,35                       | 97,97                                     |        |          |
| янв. 29        | 2,86               | 77,10                   | 0,72                      | 24,07                   |                         |                                  | 238,08                       | 15,89                | 222,19                       | 222,19                           |                                | 0,40                               | 39,64                          |                                  |                                   | 68,20                               | 1,80                         | 112,16                                 | 9,50                                   | 19,83                       | 82,82                                     |        |          |
| янв. 30        | 2,51               | 78,75                   | 0,63                      | 24,55                   |                         |                                  | 212,65                       | 14,19                | 198,45                       | 198,45                           |                                | 0,37                               | 37,42                          |                                  |                                   | 60,35                               | 1,61                         | 98,70                                  | 8,11                                   | 17,56                       | 73,03                                     |        |          |
| янв. 31        | 2,20               | 80,42                   | 0,55                      | 25,04                   |                         |                                  | 190,50                       | 12,72                | 177,79                       | 177,79                           |                                | 0,36                               | 35,51                          |                                  |                                   | 55,02                               | 1,46                         | 85,44                                  | 6,76                                   | 15,51                       | 63,17                                     |        |          |
| янв. 32        | 1,94               | 82,12                   | 0,48                      | 25,54                   |                         |                                  | 171,60                       | 11,45                | 160,14                       | 160,14                           |                                | 0,34                               | 33,91                          |                                  |                                   | 49,09                               | 1,36                         | 75,44                                  | 6,20                                   | 14,02                       | 55,22                                     |        |          |
| янв. 33        | 1,71               | 83,87                   | 0,43                      | 26,05                   |                         |                                  | 154,13                       | 7,43                 | 146,70                       | 146,70                           |                                | 0,32                               | 32,45                          |                                  |                                   | 43,69                               | 1,31                         | 68,93                                  | 7,27                                   | 13,31                       | 48,35                                     |        |          |
| янв. 34        | 1,51               | 85,64                   | 0,38                      | 26,58                   |                         |                                  | 139,19                       | 6,71                 | 132,48                       | 132,48                           |                                | 0,31                               | 31,23                          |                                  |                                   | 42,82                               | 1,29                         | 56,83                                  | 5,16                                   | 11,43                       | 40,24                                     |        |          |
| 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. 51        |                    |                         |                           |                         |                         |                                  |                              |                      |                              |                                  |                                |                                    |                                |                                  |                                   |                                     |                              |  |  |                             |   |        |          |
|                | 64,89              |                         | 16,22                     |                         | —                       |                                  | 4 835,01                     | 346,43               | 4 488,57                     | 4 488,57                         | 147,00                         | 7,50                               | 750,36                         |                                  |                                   | —                                   | —                            | 1 324,57                               | 38,70                                  | 2 220,43                    | 271,17                                    | 431,68 | 1 517,57 |