

# Способы минимизации факторов неопределенности и геологических рисков на основе газоконденсатного месторождения Умид

Э. Ахмедов, Р. Велиев\*

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики (SOCAR), Баку, Азербайджанская Республика

В статье проанализированы и систематизированы геолого-промысловые данные, полученные в результате геологоразведочных работ и опробования их на газоконденсатном месторождении Умид. Месторождение является одним из основных проектов Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (SOCAR). На основе полученных геолого-геофизических и промысловых данных проведен анализ неопределенностей, и подсчитаны запасы углеводородов по горизонтам. Используя новую матрицу риска оценены геологические риски. С использованием современных подходов исследовано влияние неопределенностей на запасы углеводородов месторождения. Предложена стратегия действий для снижения геологических рисков.

**Ключевые слова:** месторождение, запасы углеводородов, анализ неопределенности, геологический риск, горизонт, разведочная скважина, сейсморазведка, разработка

**Для цитирования:** Ахмедов Э., Велиев Р. (2019). Способы минимизации факторов неопределенности и геологических рисков на основе газоконденсатного месторождения Умид. *Георесурсы*, 21(1), с. 92-98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.92-98>

## Введение

На данном этапе развития нефтегазовой отрасли Азербайджанской Республики стабильное сохранение и увеличение добычи природного газа является одной из важнейших задач. Обязательство по реализации плана по добыче газа в республике взяла на себя Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики (SOCAR). Для успешного выполнения данного обязательства применяются современные подходы и методы исследования к новым инвестициям и безрисковому управлению проектами, такими как привлечение в разработку новых разведанных газоконденсатных месторождений.

В настоящее время SOCAR изучает процесс оценки запасов углеводородов месторождений и отбора проектов разработки, используя международную систему PMI. Этот процесс может быть изложен по следующей схеме (Рис.1). Прежде всего, запасы углеводородов месторождений оцениваются в соответствии с международными стандартами подсчета запасов. Планы разработки месторождений проектируются и представляются отборочной комиссии. После оценки рисков и экономической целесообразности отобранных вариантов разрабатывается окончательная концепция развития, и начинается выполнение плана.

Одним из таких проектов является эффективное вовлечение в разработку месторождений Умид-Бабек, что может послужить стимулом для развития промышленности.

## Начальный этап исследований

Поднятие Умид расположено в центральной части нефтегазоносного района (НГР) Бакинского архипелага,

в 75 км к югу от Баку и на расстоянии 44 км от острова Хара-Зиря (Рис. 2). Глубина моря над поднятием составляет 40-60 м. На северо-западе от структуры расположено месторождение Булла-Дениз, а на юго-востоке – Бабек. Структуры Умид и Бабек разделены грязевым вулканом.

Поднятие Умид обнаружено в 1953 г. в результате сейсморазведочных работ методом отраженных волн (МОВ), проведенных Управлением морских геофизических исследований. Буровые работы на поднятии Умид начались в 1954 г. с бурения 4 структурных скважин; пробуренные скважины не вышли за пределы брекчии грязевого вулкана, вскрыв 70 метров данных отложений (Abasov et al., 1997; Guliyev et al., 2010). Данное поднятие, простирающееся с северо-запада на юго-восток, состоит из двух ундуляционных зон. В 1962-1963 гг. по результатам сейсморазведки на структуре Умид приступили к глубокому разведочному бурению.

В 1977 г. с целью изучения отложений верхнего и нижнего плиоцена на рассматриваемой территории проводились сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (ОГТ). Геофизические исследования скважин (ГИС), проведенные на 12 разведочных скважинах, пробуренных в разные годы, помогли определить петрофизические характеристики, состав и нефтегазонасыщенность отложений, присутствующих в геологическом разрезе блока, и в определенной степени помогли определить геологическую структуру изучаемого объекта. Эти данные подтвердили предположение, что поднятие образовалось в результате деятельности грязевого вулкана.

В том же году была пробурена первая глубокая скважина №1 с расчетной глубиной 6158 метров. Скважина вскрыла кровлю продуктивной толщи на глубине 2273 м. V горизонт продуктивной толщи был вскрыт в интервале 5922-6060 м. По своему литологическому составу V

\* Ответственный автор: Расим Велиев  
E-mail: [rasim.valiyev@socar.az](mailto:rasim.valiyev@socar.az)

Оценка	Выбор	Определение	Исполнение	Управление
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Определение степени осуществимости проекта и его соответствия бизнес-стратегии</li> <li>• Определение драйвера проекта</li> <li>• Определение жизнеспособности проекта для его реализации</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнение технического определения и оценка приоритетных вариантов проекта</li> <li>• Разработка первоначальной стоимости и графика для вариантов;</li> <li>• Сравнение вариантов с учетом неопределенностей, риска, гибкости и связанных с ними экономических критериев;</li> <li>• Рекомендация предпочтительных вариантов и дальнейшая разработка технического определения, графика затрат и оценки производства</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разработка выбранных вариантов до соответствующего уровня подробного технического определения</li> <li>• Планирование, необходимое для замораживания объема проекта, подтверждение стоимости, графика и производственных оценок</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Производство и эксплуатация активов в соответствии с объемом, стоимостью и графиком, включая:</li> <li>• Детальное проектирование</li> <li>• Закупка</li> <li>• Последующее проектирование</li> <li>• Услуги по поддержке</li> <li>• Услуги по управлению проектами</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Оценка активов с целью выяснения соответствия производительности спецификации, в том числе:</li> <li>• Обратная связь по объектам</li> <li>• Производственные показатели.</li> </ul>

Рис. 1. Схема процесса оценки эффективности капиталовложений



Рис. 2. Обзорная карта

горизонт представлен чередующимися средне- и мелкозернистыми песчаными и песчаниковыми отложениями и промежуточными глинистыми образованиями. Песчаные и песчаниковые пласты имеют расчетное удельное сопротивление 10 Ом-м и характеризуются высокодифференцированными кривыми потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

В 1979 г. на расстоянии 1100 м к юго-западу от скважины №1 было начато бурение разведочной скважины №3 с расчетной глубиной 6500 м в направлении купола залежи, расположенном в северо-восточной части поднятия. Скважина была ликвидирована по техническим причинам из-за невозможности предотвращения возникших геологических осложнений на глубине 2694 м.

В 1980 г. начато бурение разведочной скважины №5 с расчетной глубиной 6500 м на северо-восточном крыле поднятия. При бурении в интервале 3836-5150 м наблюдалось поглощение глинистого раствора плотностью

2,05-2,15 г/см<sup>3</sup> и наличие минерализованной воды. Из-за прихвата бурильных труб скважина ликвидирована по техническим причинам.

В 1981 г. начато бурение разведочной скважины №4 с расчетной глубиной 6750 м на северо-восточной переклинали поднятия. Скважина вскрыла V горизонт продуктивной толщи в интервале 6163-6300 м, а также VII горизонт в интервале 6618-6715 м. По своему литологическому составу V горизонт представлен чередованием сероватых среднезернистых слоев песчаников и сероватых известковых глин; в песчаниках наблюдался запах газа. V горизонт имеет расчетное удельное сопротивление 8-12 Ом-м и хорошо различимые кривые ПС. Несмотря на то, что VII горизонт по своему литологическому составу совпадает с V горизонтом, его расчетное удельное сопротивление достигает 30-35 Ом-м. Опробование рассматриваемого пласта не производилось в течение длительного времени; приток воды и небольшого количества газа получен из продуктивного пласта V горизонта в интервале 6179-6234 м.

По результатам сейсморазведки, проведенной в 1981 г. методом ОГТ, определена геологическая структура рассматриваемого блока и получена информация о наличии тектонического разлома в купольной части антиклинальной структуры Умид.

В 1982 г. на северо-восточном крыле поднятия начато бурение разведочной скважины №7 с проектной глубиной 6500 м. В результате осложнений в стволе скважины на глубине 4409 м буровые работы были приостановлены, а скважина ликвидирована.

Скважина №6 с расчетной глубиной 6500 м пробурена на северо-восточном крыле поднятия. На глубине 6619 м произошло засорение бурильной колонны. Несмотря на благоприятный геологический разрез продуктивного пласта V горизонта и верхней части VII горизонта толщиной 54 м, провести испытания по техническим причинам было невозможно и скважину ликвидировали по техническим причинам. Еще две скважины №9 и №11 пробурены в

рассматриваемом блоке и ликвидированы по техническим причинам на глубинах 4449 и 4445 м.

Результаты сейсмических исследований, выполненных в 1987 г. методом ОГТ, позволили выявить антиклинальную складку, которая объединяет ундуляционные поднятия Умид и Бабек. В 1989 г. на изучаемой территории были проведены повторные сейсмические исследования с целью подтверждения результатов, полученных в 1987 г.

В 1995-1999 гг., на поднятиях Умид и Бабек были проведены двухмерные (2D) сейсморазведочные исследования.

В 2009 г. на северо-восточном крыле поднятия Умид пробурена скважина №8 с расчетной глубиной 6500 м. Скважина вскрыла V горизонт продуктивной толщи в интервале 5475-5582 м и VII горизонт в интервале 5923-6006 м. Расчетное удельное сопротивление V и VII горизонтов варьируется в пределах 10-12 и 30-32 Ом·м соответственно. Кривые ПС хорошо дифференцированы. При бурении скважины на глубине 6006 м в скважину была спущена обсадная эксплуатационная колонна для проведения испытаний в V и VII горизонтах. На глубине 4550 м наблюдались газопроявления и поглощение глинистого раствора. Но произошло засорение эксплуатационной колонны, и бурение скважины было приостановлено на три года.

Бурение разведочной скважины №10 началось 01.07.2011 г. Проектная глубина скважины составила 6400 м. В интервале глубин 5777-5868 м был вскрыт V горизонт, а в интервале глубин 6248-6364 м – VII горизонт. Обсадную эксплуатационную колонну спустили до глубины 6400 м. 08.06.2013 г. скважину перфорировали в интервале 6336-6356 м. С 19.09.2013 г. начато освоение скважины, и в настоящее время скважина работает.

В 2010-2012 гг. на изучаемой площади проведена трехмерная (3D) сейсморазведка. Площадь, покрытая сейсмическими исследованиями, составила 417,99 км<sup>2</sup>. Согласно результатам сейсмических исследований и данным бурения, геологическая структура рассматриваемого

блока осложнена одним продольным разломом с большой амплитудой в направлении центральной оси кровли поднятия и несколькими сравнительно низкоамплитудными перекрестными разломами вокруг кровли.

Скважина №12 пробурена до 6309 м (верхняя часть VII горизонта продуктивной толщи). В скважину была спущена и зацементирована обсадная эксплуатационная колонна. В 2014 г. в VII горизонте были проведены пластовые испытания, в результате чего был получен фонтанный приток газового конденсата (750 тыс. м<sup>3</sup> газа, 150 тонн конденсата). В результате скважина сдана в эксплуатацию.

В настоящее время в двух скважинах месторождения добывается более 750-800 тыс. м<sup>3</sup> газа и 100-110 тонн конденсата (Табл. 1).

### Методы определения рисков

Независимо от объема буровых работ, проводимых на месторождении, большое внимание необходимо уделять неопределенности геологических параметров. Данные неопределенности связаны со степенью качества буровых работ, проводимых в районе исследования. Глубина, высокая температура и давление блока Умид в качестве разведочной площади вызвали осложнения во время буровых работ и, следовательно, затруднили проведение комплексных исследований. В результате геологические и пластовые данные не были должным образом изучены. Следовательно, оценка неопределенностей и геологических рисков является важной проблемой для составления полного плана разработки месторождения. План разработки должен учитывать все существующие параметры для минимизирования рисков.

В настоящее время, согласно международным стандартам, необходимо оценивать запасы статистическими методами (метод Монте-Карло). С помощью программного обеспечения M-Ball указанным методом Монте-Карло оценены запасы углеводородов в V и VII горизонтах месторождения Умид. Основным условием в рассматриваемом

№ скв.	Глубина, м (проект/факт.)	Глубина пластов, м			Примечание
		ПТ	V горизонт	VII горизонт	
1	6500 / 6158	2273	5922-6060		Положительные каротажные данные в V горизонте Ликвидирована по техническим причинам
3	6500 / 2649	1950			Ликвидирована по техническим причинам
5	6500 / 5150	2325			Ликвидирован по техническим причинам
4	6700 / 6750	2543	6153-6300	6600-6715	Получен приток газа и воды в V горизонте Положительные каротажные данные в VII горизонте Ликвидирована по геологическим причинам
7	6500 / 4409	2275			Ликвидирована по техническим причинам
6	6700 / 6619	2425	6046-6156	6565-?	Положительные каротажные данные в V и VII горизонтах Ликвидирована по техническим причинам
2	6500 / 2936	2050			Ликвидирована по техническим причинам
9	6500 / 4449	2277			Ликвидирована по техническим причинам
11	6500 / 4445	2005			Ликвидирована по техническим причинам
8	6500 / 6006	1960	5475-5582	5905-?	Фонтан из VII горизонта Ликвидирована по техническим причинам
10	6500 / 6400	1995	5777-5868	6248-6364	Эксплуатируемый (VII горизонт) (Положительные каротажные данные в V горизонте)
12	6500 / 6309	1995	5765-5885	6236-?	Эксплуатируемый (VII горизонт) (Положительные каротажные данные в V горизонте)
14	6400 / 6341	2000			В стадии завершения (VII горизонт) (Положительные каротажные данные в V горизонте)

Табл. 1. Скважинные данные

примере является обоснование геологических параметров при оценке запасов. Определение интервала изменения и базовых величин параметров должно опираться на полные и геологически обоснованные данные (Abasov et al., 2000).

Один из параметров V горизонта месторождения Умид, который характеризуется большой неопределенностью геологических параметров, является газо-водяной контакт (ГВК). Газо-водяной контакт V горизонта может быть принят по следующим изогипсам: 5850 м (скважина №10, по результатам ГИС); 6000 м (скважина №6, по данным ГИС); 6100 м (скважина №4, по результатам опробования и данным ГИС) (Рис. 3).

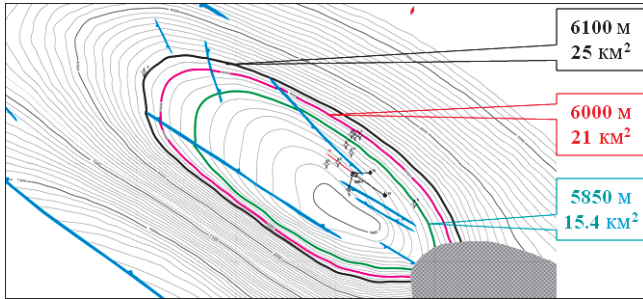


Рис. 3. Оценка газо-водяного контакта V горизонта

Согласно региональной корреляции месторождений, расположенных на линии о. Сангачал-Дениз – Дуванный-Дениз – Хара-Зиря и антиклинали Бабек, коэффициент углеводородного заполнения для месторождения Умид принимается равным 0,20. Другими словами, ГВК принимается по изогипсе 6000 м изолинии кровли пласта. При подсчете запасов использованы области, охватываемые этими изогипсами. По результатам опробования и материалам ГИС определены значения эффективной нефтенасыщенной толщины: минимальное – 2 м (по скважинам №14 и №12); среднее – 23 м (по результатам региональной корреляции и материалам ГИС рассматриваемого месторождения); максимальное – 35 м (по скважинам №4 и №6). Информация о пористости и газонасыщенности основана на данных скважин, пробуренных на изучаемом месторождении, а также аналогичных данных месторождения Булла-Дениз. Для подсчета запасов установление данных параметров было сочтено обоснованным. Давление, температура и прочие геолого-промысловые параметры пласта приняты по аналогии с соседним месторождением Булла-Дениз (Табл. 2).

Если попытаться определить ГВК VII горизонта исследуемого месторождения, то по данным скважины №10, эксплуатируемой в верхней части горизонта, ГВК пройдет по изогипсе 6400 м; по данным ГИС скважины №4 – по изогипсе 6700 м; согласно корреляции коэффициента заполнения углеводородами – по изогипсе 6870 м (Рис. 4).

По результатам опробования и материалам ГИС определены значения эффективной нефтенасыщенной толщины: минимальное – 33 м (по скважине №8); среднее – 37,4 м (по результатам региональной корреляции и материалам ГИС рассматриваемого месторождения); максимальное – 50 м (по скважине №10). Информация о пористости и газонасыщенности основана на данных скважин, пробуренных на месторождении, а также данных месторождения Булла-Дениз. Давление, температура и

Оценка	Площадь, (10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> )	Эффективная нефтен. толщина, (м)	Газонасыщенность, (%)	Пористость, (%)	Пластовое давление, (МПа)	Пластовая температура, (°С)	Плотность газа, (кг/м <sup>3</sup> )	Плотность конденсата, (кг/м <sup>3</sup> )	Коэффициент конденсата (CGR), (г/м <sup>3</sup> )
Минимум	15400	2,0	56	12	70	90	0,670	810	170
Основной	21000	23,0	76	18	80	100	0,680	815	176
Максимум	25000	35,0	80	23	90	110	0,740	820	200

Табл. 2. Расчетные параметры для оценки запасов V горизонта

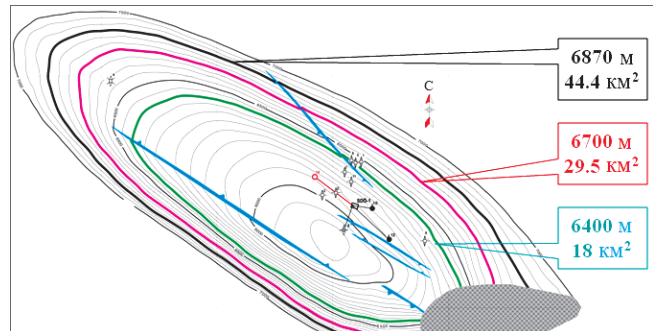


Рис. 4. Оценка газо-водяного контакта VII горизонта

другие геолого-промысловые параметры пласта также принимались по аналогии с месторождением Булла-Дениз (Табл. 3).

Результаты представлены на диаграммах Монте-Карло (Рис. 5). Согласно диаграммам, оценочные значения запасов углеводородов варьируются в широких пределах, что обусловлено неопределенностью основных оценочных данных.

Научно-исследовательские работы при разработке морских запасов УВ, подтвержденных в соответствии с существующим планом разработки, требуют гораздо больше инвестиций, чем на суше. С этой точки зрения, неопределенности и риски, которые могут возникнуть на этапах разведки и разработки морских месторождений, должны оцениваться

Оценка	Площадь, (10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> )	Эффективная нефт.толщина, (м)	Газонасыщенность, (%)	Пористость, (%)	Пластовое давление, (МПа)	Пластовая температура, (°С)	Плотность газа, (кг/м <sup>3</sup> )	Плотность конденсата, (кг/м <sup>3</sup> )	Коэффициент конденсата (CGR), (г/м <sup>3</sup> )
Минимум	18000	33,0	70	15	90	100	0,670	810	170
Основной	29500	37,4	77	18	100	110	0,680	815	176
Максимум	44439	50,0	85	20	110	120	0,740	820	190

Табл. 3. Расчетные параметры для оценки запасов VII горизонта

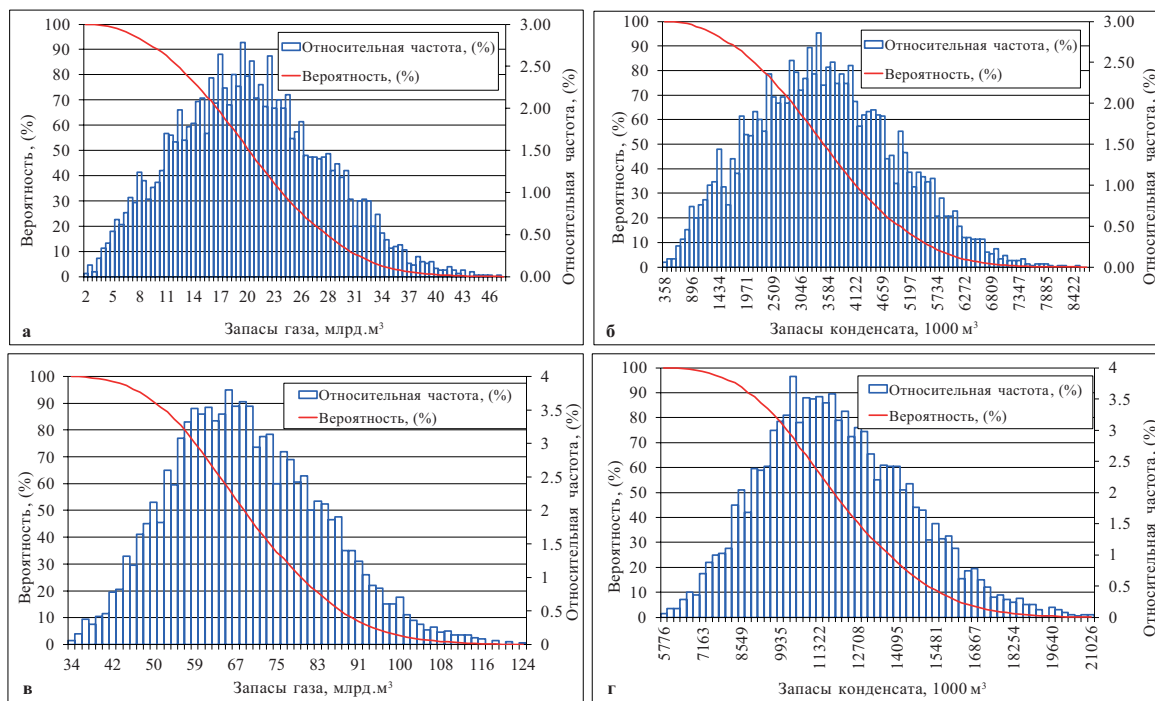


Рис. 5. Диаграммы запасов газа (а) и конденсата (б) V горизонта, запасов газа (в) и конденсата (г) VII горизонта

более точно. Считается, что риски оцениваются после изучения и определения возможности таких неопределенностей.

Основной целью данной исследовательской работы являлось определение способов оценки и минимизации геологических рисков при оценке запасов углеводородов месторождения в соответствии с международными стандартами PMI.

Чтобы оценить геологические риски, необходимо определить достоверность запасов на месторождении. Для этого необходимо определить влияние параметров пласта и флюида на запасы углеводородов.

С целью изучения неопределенностей при оценке запасов и степени их влияния на результаты были проведены многовариантные анализы чувствительности статистических моделей по минимальным, максимальным и базовым значениям геологических параметров (Ahmadov, 2015). Анализ чувствительности показывает влияние значения указанных геологических параметров на результаты, что очень важно для оценки рисков.

Анализ чувствительности был проведен по 21 варианту: первый вариант оценивался по базовым значениям, а все остальные по минимальным и максимальным значениям каждого геологического параметра. Результаты анализа чувствительности представлены на диаграммах Торнадо (Рис. 6).

Согласно диаграммам, запасы газового конденсата в V горизонте, в основном, зависят от эффективной толщины и пористости, а в VII горизонте – от площади и эффективной толщины. Другими словами, изменение в широких пределах данных геологических параметров может быть указано в качестве причины минимизации геологических запасов.

Для более точной оценки геологических рисков была разработана новая матрица рисков (Рис. 7). Риски оценивались по степени исследования параметров для района и их влияния на запасы УВ. Строки матрицы указывают на три уровня степени изученности параметров района,

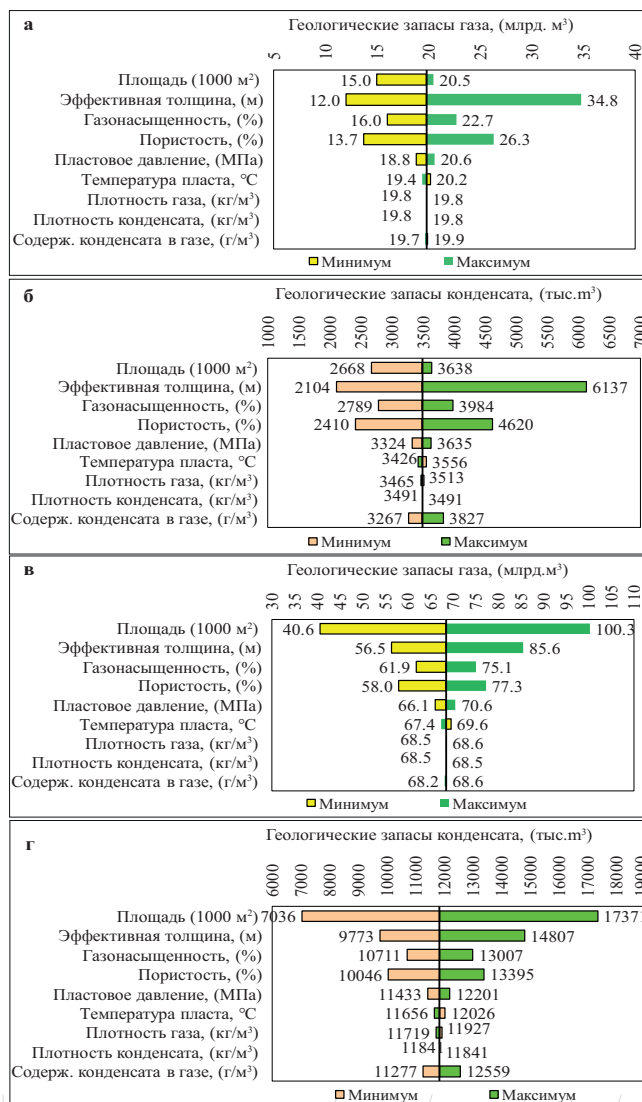


Рис. 6. Диаграммы Торнадо для V (а и б) и VII горизонтов (в и г)

Качество параметров изученности	Степень воздействия					
	очень низкая	низкая	средняя	высокая	очень высокая	
высокое (полное изученность)	A1	A4	A6	B4	B5	Содерж. конденс. в газе Плотность конденс. Плотность газа
среднее (средняя изученность)	A2	A5	B2	C1	C3	Температура резерв. Пластовое давление
низкое (очень низкая изученность)	A3	B1	B3	C2	C4	Пористость Газонасыщенность Эффектив. толщина
Степень риска	A (низкая)		B (средняя)		C (высокая)	Площадь

Качество параметров изученности	Степень воздействия					
	очень низкая	низкая	средняя	высокая	очень высокая	
высокое (полное изученность)	A1	A4	A6	B4	B5	Содерж. конденс. в газе Плотность конденс. Плотность газа
среднее (средняя изученность)	A2	A5	B2	C1	C3	Температура резерв. Пластовое давление
низкое (очень низкая изученность)	A3	B1	B3	C2	C4	Пористость Газонасыщенность Эффектив. толщина
Степень риска	A (низкая)		B (средняя)		C (высокая)	Площадь

Рис. 7. Матрица рисков для V (а) и VII горизонтов (б)

а столбцы – пять уровней степени воздействия таких данных на запасы. Основными параметрами неопределенностей и геолого-промыслового риска были определены: для V горизонта – площадь, эффективная толщина, газонасыщенность и пористость; для VII горизонта – площадь и эффективная толщина. Следовательно, для расчета запасов необходимо установить относительно точные значения данных параметров по площади и разрезу.

### Выводы и рекомендации

Как видно из результатов исследования, минимизация геологических рисков является очень важной частью разработки V и VII горизонтов месторождения Умид. Это дало основание для проведения геологических, геофизических и полевых исследований и изучения их значимости. По итогам анализа результатов исследования предложены следующие рекомендации.

1. Для исследования газо-водяного контакта необходимо:

- Проведение в нескольких скважинах АВО-анализа (Amplitude Variation with Offset – AVO) и вертикального сейсмического профилирования (Vertical Seismic Profile – VSP);

- Бурение последующих скважин в северной части месторождения с целью определения газо-водяных контактов.

2. Для определения газонасыщенности и пористости необходимо использовать современную каротажную

съемку в разведочных скважинах, которые необходимо пробурить, а также необходимо получение данных по отобранному керну.

3. Необходимо измерить давление в пласте и провести испытания в скважине №13, которую планируется пробурить.

Согласно новым геологическим данным необходимо провести оптимизацию геологических и гидродинамических моделей, разработанных для месторождения Умид, заново провести оценку риска и экономической эффективности плана разработки, выяснить объем запасов углеводородов для новых исследуемых пластов (VIII горизонт) и составить полный план разработки месторождения.

### Благодарности

Авторы выражают признательность рецензенту за высказанные вопросы и полезное обсуждение проблемы, а также критические замечания, способствовавшие улучшению статьи.

### Литература

Abasov M., Azimov E., Aliyev R. A., et al. (1997). Theory and Practice of Geological-Geophysical Studies and Development of Marine Oil and Gas Fields: on the example of South-Caspian depression. Baku, Azerneshr, 203 p.

Abasov M.T., Bagirov B.A., Salmanov A.M. (2000). Methods of allocation of deposits with passive oil reserves in the South Caspian basin and recommendation for passive reserves development. AAPG's Inaugural Regional International Conference. Istanbul, pp. 126-127.

Abasov M.T., Kondrushkin Y.M., Salmanov A.M. (2000). Problems of deep hydrocarbon reservoir exploitation in the South Caspian basin. *AAPG's Inaugural Regional International Conference*. Istanbul. pp. 227-228.

Ahmadov E.H. (2015). Appraisal of oil reserves by using geological-mathematical models. *VI International Conference of Young Scientists and Students "Multidisciplinary approach to solving problems of geology and geophysics"*. Baku, pp. 119-120.

Guliyev I., Aliyeva E., Huseynov D., etc. (2010). Hydrocarbon potential of Ultra Deep Deposits in the South Caspian Basin. *Materials of AAPG European Region Annual Conference*. Ukraine, pp. 28-30.

Статья поступила в редакцию 14.11.2018;

Принята к публикации 18.12.2018;

Опубликована 30.03.2019

### Сведения об авторах

Эльвин Ахмедов – PhD, старший геолог, Отдел разработки нефтяных и газовых месторождений, Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики (SOCAR)

Азербайджанская Республика, AZ1029, Баку, пр. Гейдара Алиева, д. 121

Расим Велиев – Заместитель начальника отдела Науки и техники, Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR)

Азербайджанская Республика, AZ1029, Баку, пр. Гейдара Алиева, д. 121

IN ENGLISH

## Methods of minimization of uncertainties and geological risks based on Umid gas-condensate field

E.H. Ahmadov, R.V. Veliyev\*

State Oil Company of the Republic of Azerbaijan (SOCAR), Baku, Republic of Azerbaijan

\*Corresponding author: Rasim Veli oglu Veliyev, e-mail: rasim.valiyev@socar.az

**Abstract.** Geological mining data resulted from exploration-prospecting and testing operations at Umid gas condensate field as one of important projects of the State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR) have been systemized and analyzed in the article. There conducted uncertainty analyses of the obtained geophysical and mining data and hydrocarbon reserves on horizons have been estimated. Impact of uncertainties to hydrocarbon reserves of the field have been studied through modern approaches and geological risks have been assessed by usage of new risk matrix. Also, strategy of actions has been proposed in order to mitigate geological risks.

**Keywords:** field, hydrocarbon reserves, uncertainty analysis, geological risk, horizon, exploration well, seismic exploration, development

### Acknowledgments

The authors are grateful to the reviewer for valuable critical comments and recommendations which have been very helpful in improving the work.

**Recommended citation:** Ahmadov E.H., Veliyev R.V. (2019). Methods of minimization of uncertainties and geological risks based on Umid gas-condensate field. *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 92-98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.92-98>

### References

Abasov M., Azimov E., Aliyarov R., et al. (1997). Theory and Practice of Geological – Geophysical Studies and Development of Marine Oil

and Gas Fields: on the example of South-Caspian depression. Baku, Azerneshr. 203 p.

Abasov M.T., Bagirov B.A., Salmanov A.M. (2000) Methods of allocation of deposits with passive oil reserves in the South Caspian basin and recommendation for passive reserves development. *AAPG's Inaugural Regional International Conference*. Istanbul. pp. 126-127.

Abasov M.T., Kondrushkin Y.M., Salmanov A.M. (2000). Problems of deep hydrocarbon reservoir exploitation in the South Caspian basin. *AAPG's Inaugural Regional International Conference*. Istanbul. pp. 227-228.

Ahmadov E.H. (2015). Appraisal of oil reserves by using geological-mathematical models. *VI International Conference of Young Scientists and Students "Multidisciplinary approach to solving problems of geology and geophysics"*. Baku. pp. 119-120.

Guliyev I., Aliyeva E., Huseynov D., et al. (2010). Hydrocarbon potential of Ultra Deep Deposits in the South Caspian Basin. *Materials of AAPG European Region Annual Conference*. Ukraine. pp. 28-30.

### About the Authors

Elvin Hajiqulu oglu Ahmadov – PhD, Senior Geologist, Development of Oil&Gas Reservoirs Department  
State Oil Company of the Republic of Azerbaijan (SOCAR)  
121, Heydar Aliyev Ave., AZ1029, Baku, Republic of Azerbaijan

Rasim Veli oglu Veliyev – Deputy to Head, Science and Technical Department  
State Oil Company of the Republic of Azerbaijan (SOCAR)  
121, Heydar Aliyev Ave., AZ1029, Baku, Republic of Azerbaijan

Manuscript received 14 November 2018;

Accepted 18 December 2018;

Published 30 March 2019