

## ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ VII ГОРИЗОНТА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ СТРУКТУРЫ УМИД

**В.Л.Саррафанова**

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29A*

В статье приводятся результаты интерпретации геофизических данных скважин 4 и 6, пробуренных на структуре Умид, которые показали, что на данной структуре весьма высока вероятность углеводородонасыщения VII горизонта и коллекторы этого горизонта обладают достаточно хорошими свойствами. Проведена вероятностная оценка запасов газа перспективной структуры Умид по методу Монте-Карло.

Одной из важных проблем нефтегазодобычи является расширение ресурсной базы, обеспечивающей развитие этой отрасли. Для Азербайджана эта задача представляется первоочередной, учитывая, с одной стороны, необходимость удовлетворения развивающейся промышленности Республики энергоносителями и, с другой – экспортирования углеводородов за рубеж для получения валютных ресурсов, которые в свою очередь необходимы для развития промышленного производства.

Одним из перспективных направлений развития нефтегазодобычи в Азербайджане являются поиски и разведка залежей углеводородов на глубокопогруженных структурах Южно-Каспийской впадины, отличающихся достаточно сложными горно-геологическими условиями.

В пределах Бакинского архипелага сейсмическими исследованиями выявлено 45 локальных структур, перспективных с точки зрения нефтегазоносности. Залежи нефти и газа установлены в настоящее время в терригенных отложениях продуктивной толщи (ПТ) на структурах северной части Бакинского архипелага (Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря, Аляты-дениз, Булладениз) (Али-Заде, 2005). На юго-восточном погружении складчатых зон, к которым приурочены открытые месторождения, сейсмическими работами выявлена крупная структура Умид. Учитывая то, что все разведанные структуры северной части Бакинского архипелага содержат залежи нефти и газа, перспективы структуры Умид оцениваются дос-

таточно высоко. Одним из важных этапов в процессе принятия решения о проведении разведочных работ на перспективной структуре является оценка вероятных запасов углеводородов на данной структуре. Для оценки запасов углеводородов используются различные методы. Наибольшее распространение в настоящее время получил объемный метод, который позволяет рассчитывать запасы на любой стадии разведки и разработки месторождения (Гришин, 1985). Нами для решения задачи оценки возможных запасов использовался объемно-статистический вариант объемного метода. Согласно этому подходу расчетные параметры для исследуемой залежи принимаются по аналогии со сходными залежами, на которых они определены с достаточной степенью надежности. Одним из главных условий применения данного метода является обоснованная аналогия с месторождением, по которому имеется достаточный объем информации. В качестве месторождения-аналога выбрано месторождение Булла-дениз.

Исходя из данных сейсморазведки и результатов бурения скважин 4 и 6, а также учитывая общие геологические соображения, залежи на структуре Умид ожидаются пластового типа, тектонически экранированные. С целью прогнозирования геометрических параметров и фазовых соотношений углеводородов на структуре Умид были изучены глубина структурной поверхности на своде, глубина замыкающей изогипсы, высота структуры, площадь структуры по замыкающей изогипсе, высота залежи, площадь залежи на

СВ крыльях структур, коэффициент заполнения ловушки, общая толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, относительная нефтегазонасыщенная толщина, относительная песчанистость разреза, объем нефтегазонасыщенных пород и соотношение объемов пород (таблицы 1-2).

Анализ данных о высоте структуры, приведенных в таблице 1, показывает, что в направлении регионального погружения антиклинальных линий северной части Бакинского архипелага происходит закономерное уменьшение высоты структур. Так, если на месторождении Сангачалы-дениз высота структуры составляет 2500 м, то на месторождении Дуванный-дениз высота структуры снижается до 2000 м, Хара-Зиря – 1800 м, а на месторождении Булла-дениз – 1400 м. Т.е. наблюдается уменьшение высоты структуры в направлении месторождения Умид, и здесь эта величина по данным сейморазведки составляет 1200 м.

Примерно такая же закономерность наблюдается в изменении параметра, характеризующего высоту залежи. Исключение составляет месторождение Хара-Зиря, где высота залежи значительно меньше, чем на соседних структурах. Представляет интерес изучение

такого параметра, как коэффициент заполнения ловушки, представляющего собой отношение высоты залежи к высоте структуры. Его значения на месторождениях Сангачалы-дениз и Дуванный-дениз составляют соответственно 0.94 и 0.98 и на месторождении Булла-дениз снижаются до величины 0.89. Исключение составляет площадь Хара-Зиря, где коэффициент заполнения не превышает 0.22. По VII горизонту эти коэффициенты варьируют в основном в пределах 0.89-0.94, и по площади Умид, учитывая тенденцию уменьшения коэффициента заполнения в направлении от периферийных частей суббассейна к центральной его части, коэффициент заполнения ловушки принят равным 0.90. Важными для оценки потенциалов структуры Умид представляются результаты изучения общих и нефтегазонасыщенных толщин по разведенным месторождениям региона, а также исследования закономерностей изменения фазовых соотношений углеводородов с увеличением глубин залегания объектов (таблица 2). Как видно из таблицы 2, относительная нефтегазонасыщенная толщина по VII горизонту варьирует в пределах 0.24-0.30, составляя на площади Булла-дениз 0.27; на структуре Умид этот показатель также принят равным 0.27.

**Таблица 1**  
Геометрические характеристики ловушек и залежей

Объект	Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря			Булла-дениз	Умид
	Сангачалы Дениз	Дуванный- дениз	Хара- Зиря		
Характеристики	VII	VII	VII	VII	VII
Глубина структурной поверхности на своде, м	3000	3500	3700	5000	5850
Глубина замыкающей изогипсы, м	5500	5500	5500	6400	7050
Высота структуры, м	2500	2000	1800	1400	1200
Площадь структуры по замыкающей изогипсе, $10^4 \text{м}^2$	6112	4375	6875	16820*	12218*
Высота залежи, м	2360	1960	400	1225	1100
Площадь залежи на СВ крыльях структур, $10^4 \text{м}^2$	5249	2104	600	6232	7800
Коэффициент заполнения ловушки	0.94	0.98	0.22	0.89	0.9

\* площадь структуры по СВ крылу –  $9800 \times 10^4 \text{м}^2$

Представляет интерес проведение анализа фазовых соотношений между жидкой и газовой фазами на месторождениях исследуемых регионов. В таблице 2 приведены данные о соотношении объемов нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи VII горизонта исследуемых месторождений.

Как видно, на месторождении Сангачалы-дениз объем залежи, занимаемой нефтью, составляет 94%, а остальная часть приходится на газ. На месторождении Дуванный-дениз это соотношение еще более значительно различается и объем газовой части составляет всего 1% от общего объема залежи. На месторождении Хара-Зиря картина меняется и нефтенасыщенная часть составляет 69%, а газонасыщенная – 31%. Еще более отличается картина по фазовым соотношениям углеводородов, которая отмечается на месторождении Булла-дениз, где объем нефти составляет всего 11%, а газа – 89%. Таким образом, наблюдается довольно четкая картина изменения характера насыщения по мере погружения антиклинальных линий северной части Бакинского архипелага, т.е. переход от нефтяных месторождений с газовой шапкой к газоконденсатным месторождениям с нефтяной оторочкой. Можно предположить, что выявленная закономерность в изменениях фазового состояния углеводородов сохранится и на структуре Умид и на этой

структуре следует ожидать наличие газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой. Для этой структуры нами было принято, что объем газовой части составит 90%, а нефтяной – 10%.

На структуре Умид были пробурены две скважины (скв.4 и 6), которые полностью вскрыли V горизонт ПТ и частично VII горизонт. Нами была предпринята попытка провести интерпретацию геофизических данных по этим скважинам и использовать эти результаты при подсчете запасов (Итенберг, 1972). Интерпретация каротажных диаграмм проводилась с помощью программы QLA (Quick Log Analysis) компании Schlumberger. Интерпретация проводилась по кривым кажущегося сопротивления (КС) и самопроизвольных потенциалов (ПС). При таком ограниченном наборе кривых целесообразно использовать уравнение Арчи. При интерпретации были использованы петрофизические зависимости пористости, проницаемости и глинистости от относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{pc}$ ), построенные на основе керновых данных. Сопротивление воды ( $\rho_b$ ) при температуре 20°C принято равным 0.3. Структурный коэффициент  $m$ , входящий в формулу Арчи, для оценки пористости пород был принят по аналогии с месторождением Булла-дениз равным 1.8, показатель смачиваемости –  $n = 1.42$  и  $a=1$ .

**Таблица 2**

Соотношения толщин (общих, газонефтенасыщенных) и объемов пород, насыщенных газом и нефтью для VII горизонта

Характеристики	Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря			Булла-дениз	Умид
	Сангачалы-дениз	Дуванный-дениз	Хара-Зиря		
	VII	VII	VII		
Общая толщина, м	83	110	109	100	140
Эффективная нефте-газонасыщенная толщина, м	25	30.2	26	27	38
Относительная нефте-газонасыщенная толщина	0.3	0.27	0.24	0.27	0.27
Относительная песчанистость разреза, %	46	53	46	59	59
Объем нефтегазонасыщенных пород, млн. м <sup>3</sup>	1312	635.4	156	2126.1	3458
Соотношение объемов пород в %: нефть	94	99	69	11	10
газ	6	1	31	89	90

Результаты интерпретации данных скважин 4 и 6 месторождения Умид приведены в таблице 3 и на рисунках 1 и 2.

Для сравнения в таблице 3 приведены результаты интерпретации скважины 98 площади Сангачалы-дениз и скважины 66 площади Булла-дениз. Значение коэффициента нефтегазонасыщенности для VII горизонта в скважине 98 месторождения Сангачалы-дениз

составляет 0.68, а в скважине 66 месторождения Булла-дениз – 0.76. Эти данные показывают, что на площади Умид весьма высока вероятность углеводородонасыщения VII горизонта и коллекторы этого горизонта обладают достаточно хорошими свойствами. Приведенные данные свидетельствуют, что площадь Умид может представлять собой поисковый интерес.

**Таблица 3**

Результаты интерпретации данных скважинной геофизики

Горизонт	Кровля	Подошва	H, м	Kп	Kв	Kнг	LgKпр	Kгл	апс
<b>Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря, скважина 98</b>									
VII	4357.6	4363	5.4	0.17	0.34	0.66	1.2	0.17	0.71
VII	4364.8	4366.2	1.4	0.18	0.43	0.57	1.26	0.16	0.72
VII	4371.2	4376.4	5.2	0.18	0.36	0.64	1.32	0.15	0.74
VII	4388.2	4389.4	1.2	0.19	0.31	0.69	1.7	0.09	0.81
VII	4408.2	4409.2	1	0.16	0.23	0.77	0.56	0.26	0.58
VII	4412	4413.4	1.4	0.16	0.38	0.62	0.52	0.26	0.57
VII	4414.2	4417	2.8	0.18	0.2	0.8	1.38	0.14	0.75
VII	4418.6	4421.8	3.2	0.19	0.3	0.7	1.89	0.09	0.85
<b>Средние значения</b>				<b>0.18</b>	<b>0.32</b>	<b>0.68</b>	<b>1.23</b>	<b>0.17</b>	<b>0.72</b>
<b>Булла-дениз, скважина 66</b>									
VII	5522.8	5526.2	3.4	0.17	0.32	0.68	1.12	0.18	0.7
VII	5547.8	5554.6	6.8	0.17	0.17	0.83	0.93	0.2	0.66
VII	5560.6	5566.6	6	0.17	0.18	0.82	0.99	0.2	0.67
VII	5579.4	5583.8	4.4	0.17	0.25	0.75	1.1	0.18	0.7
VII	5623	5624.2	1.2	0.16	0.27	0.73	0.54	0.26	0.58
<b>Средние значения</b>				<b>0.17</b>	<b>0.24</b>	<b>0.76</b>	<b>0.94</b>	<b>0.2</b>	<b>0.66</b>
<b>Умид, скважина 4</b>									
VII	6599.8	6604.3	4.5	0.2	0.44	0.56	2.4	0.06	0.95
VII	6614.2	6621.6	7.4	0.19	0.29	0.71	1.77	0.12	0.83
VII	6636.5	6638.5	2	0.16	0.25	0.75	0.79	0.22	0.63
VII	6648.5	6650.9	2.4	0.16	0.22	0.78	0.78	0.23	0.63
VII	6664.7	6672.7	8	0.17	0.14	0.86	0.87	0.21	0.65
VII	6695.6	6699.5	3.9	0.17	0.15	0.85	1.08	0.18	0.69
<b>Средние значения</b>				<b>0.18</b>	<b>0.25</b>	<b>0.75</b>	<b>1.28</b>	<b>0.17</b>	<b>0.73</b>
<b>Умид, скважина 6</b>									
VII	6578.5	6584.1	5.6	0.17	0.25	0.75	1.7	0.12	0.82

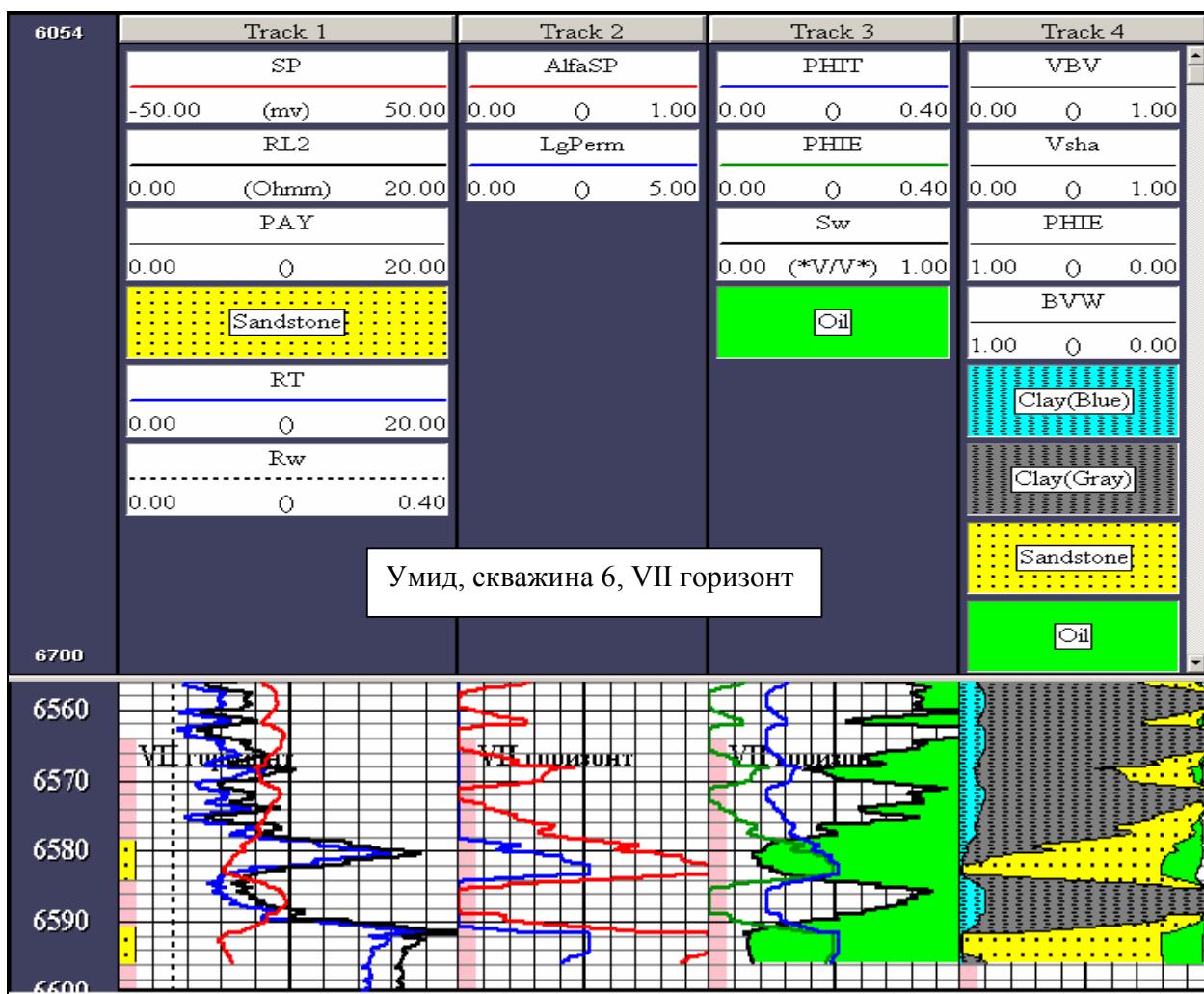


Рис. 1. Результаты интерпретации данных стандартного каротажа по скв.6 структуры Умид

SP – кривая самопроизвольной поляризации (ПС)  
 RL2 – кривая кажущегося сопротивления (КС)  
 RT – истинное сопротивление  
 RW – сопротивление воды  
 AlfaSP – относительная амплитуда ПС  
 LgPerm – логарифм проницаемости  
 PHIT – общая пористость  
 PHIE – эффективная пористость  
 Sw - водонасыщенность

Средняя пористость пород-коллекторов на структуре Умид принята по аналогии с месторождением Булла-дениз – 16 % для VII горизонта. Пластовые температуры по VII горизонту площади Умид были рассчитаны на основе зависимости температуры от глубины, полученной по месторождениям Бакинского архипелага (Абасов и др., 2007). Начальные пластовые давления по VII гори-

зонту площади Умид рассчитывались, исходя из предполагаемых глубин газоконденсатных залежей и градиентов пластовых давлений, полученных на месторождении Булла-дениз (Абасов и др., 2007).

Другие подсчетные параметры, характеризующие свойства газоконденсатной системы, приняты по аналогии с месторождением Булла-дениз.

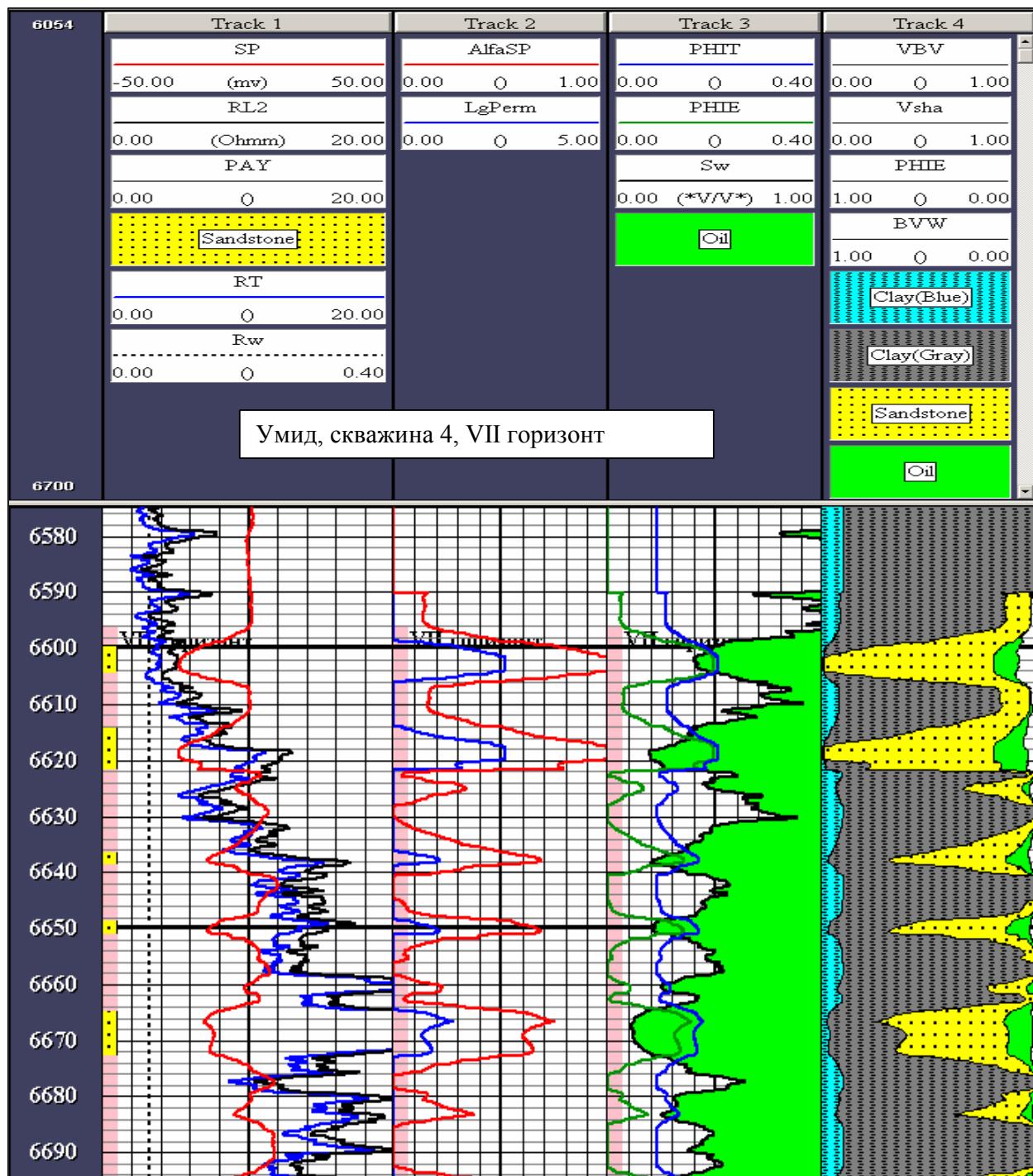


Рис. 2. Результаты интерпретации данных стандартного каротажа по скв.4 структуры Умид

Вероятностный подход к оценке запасов на основе формулы объемного метода предусматривал получение фактических распределений подсчетных параметров с оценкой закона их распределения. Для подсчета запасов газа структуры Умид по вероятностной модели

использовался метод Монте-Карло, который позволяет получить как возможные пределы изменения запасов, так и среднее их значение с оценкой точности в виде доверительного интервала при заданной надежности. Подсчетные параметры приведены в таблице 4.

**Таблица 4**

Прогнозирование расчетных параметров VII горизонта структуры Умид по методу Монте-Карло

Параметр	минимум	среднее	максимум	Единицы измерения
Площадь (S)	$7370 \cdot 10^4$	$7800 \cdot 10^4$	$8200 \cdot 10^4$	м <sup>2</sup>
Газонасыщенная толщина (h)	31.9	38	52	м
Пористость ( $K_n$ )	0.14	0.16	0.17	
Коэффициент газонефтенасыщенности ( $K_{ng}$ )	0.72	0.75	0.78	
Начальное пластовое давление ( $P_{пп}$ )	710	715	720	0.1МПа
Температурная поправка (f)	0.771	0.779	0.785	
Поправка на сжимаемость газа ( $\alpha$ )	0.64	0.649	0.652	
Содержание $C_{5+}$	320	348	422	г/м <sup>3</sup>

Значения перспективных ресурсов VII горизонта структуры Умид, определенных по методу Монте-Карло, приведены в таблице 5.

На рисунке 3 представлены статистические модели жирного газа (а), сухого газа

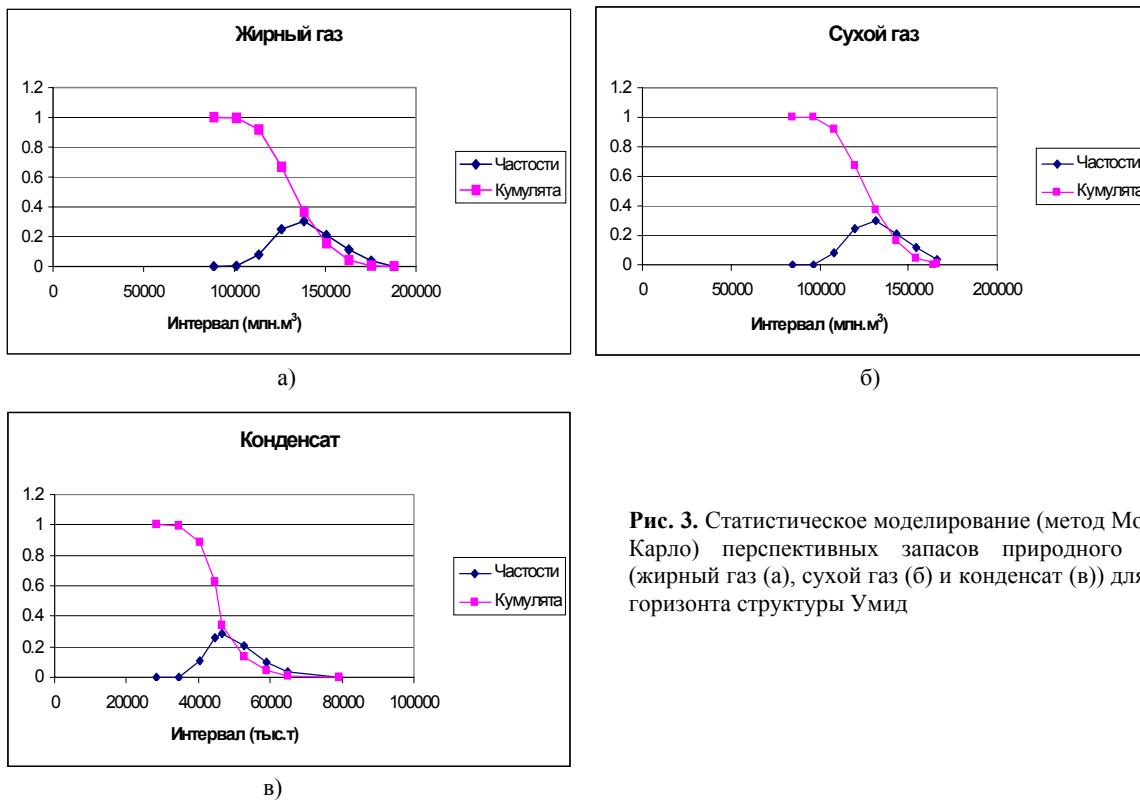
(б) и конденсата (в) для VII горизонта структуры Умид.

Как видно из расчетов, запасы сухого газа могут достигать 164 млрд.м<sup>3</sup>, а конденсата – 79 млн.т.

**Таблица 5**

Перспективные ресурсы структуры Умид по методу Монте-Карло

Продукт	min	среднее	max	Единицы измерения
Жирный газ	88589	134037	187882	млн.м <sup>3</sup>
Сухой газ	84629	119727	164495	млн.м <sup>3</sup>
Конденсат	28348	46645	79286	тыс.т



**Рис. 3.** Статистическое моделирование (метод Монте-Карло) перспективных запасов природного газа (жирный газ (а), сухой газ (б) и конденсат (в)) для VII горизонта структуры Умид

**ЛИТЕРАТУРА**

АБАСОВ, М.Т., КОНДРУШКИН, Ю.М., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КРУТЫХ, Л.Г. 2007. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. Nafta-Press. Баку. 217.

АЛИ-ЗАДЕ, Ак.А. (под ред.) 2005. Геология Азербайджана. Том II. Литология. Nafta-Press. Баку. 278.

ГРИШИН, Ф.А. 1985. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. Недра. Москва. 277.

ИТЕНБЕРГ, С.С. 1972. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Недра. Москва. 312.

*Рецензент: д.г.-м.н. Р.Ю.Алияров*