

DOI: 10.17353/2070-5379/13\_2023

УДК 622.32(575.172)

**Богданов А.Н., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р.**Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ГУ «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Республика Узбекистан, [igirnigm@ing.uz](mailto:igirnigm@ing.uz)

## **ДИНАМИКА ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА**

*Кратко изложены результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Устюртского региона Республики Узбекистан. Представлена история открытий и освоения месторождений Устюртского региона за весь период проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и приведены сведения о ежегодной добыче и приросте запасов углеводородного сырья и накопленной добыче за весь период разработки. Выполнено разделение на 3 этапа, в каждом из которых начальные запасы и накопленная добыча распределены по стратиграфическим комплексам. Дано обоснование такому разделению на основе анализа состояния сырьевой базы углеводородов, степени ее разведанности и освоенности.*

*В результате обобщения исходной геолого-геофизической информации по отдельным месторождениям углеводородов, выполнен краткий анализ разведанности и даны предложения по перспективам дальнейшего наращивания их сырьевой базы с последующим освоением, требующим вовлечения в процесс современных методик.*

*В Устюртском регионе в последние годы разворачиваются масштабные геологоразведочные работы, которые позволяют практически ежегодно наращивать запасы углеводородов за счёт открытия новых месторождений и разведки ранее выявленных залежей, что является основой для развития нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан.*

**Ключевые слова:** *месторождения нефти и газа, прирост запасов углеводородного сырья, добыча углеводородов, геологоразведочные работы, Устюртский регион, Республика Узбекистан.*

### **Введение**

Устюртский регион в настоящее время является одним из основных (после Бухаро-Хивинского) регионов Республики Узбекистан, как по начальным запасам углеводородного (УВ) сырья, так по приросту и их добыче. Рейтинг нефтегазоносных регионов по суммарным начальным запасам УВ-сырья сложился следующим образом: на первом месте расположен Бухаро-Хивинский (80,3% от суммарных начальных запасов УВ промышленных категорий республики), далее идет Устюртский (11,0%), затем - Юго-Западно-Гиссарский (4,1%), Сурхандарьинский (2,6%) и Ферганский (2,0%)<sup>1</sup>.

К середине 60-х гг. XX столетия указанная тенденция, с незначительными изменениями, установилась на территории Республики Узбекистан и сохранилась до настоящего времени. К этому моменту в пределах республики выделены пять нефтегазоносных регионов с

---

<sup>1</sup> По данным Государственных балансов полезных ископаемых Республики Узбекистан, 1963-2021 гг.

доказанной промышленной продуктивностью, в их пределах открыты месторождения нефти и газа, в целом установлен стратиграфический диапазон нефтегазовой продуктивности, подсчитаны, утверждены и поставлены на Государственный баланс полезных ископаемых запасы УВ-сырья, на многих месторождениях осуществляется промышленная разработка [Богданов, 2019].

По накопленной добыче УВ-сырья также лидируют Бухаро-Хивинский (89,6% от суммарной добычи УВ республики) и Устюртский регионы (4,1%)<sup>2</sup>.

Наблюдающаяся тенденция падения добычи УВ-сырья по основному нефтегазоносному региону Республики Узбекистан (Бухаро-Хивинскому), освоенность начальных суммарных ресурсов которого превышает 50%, ставит перед республикой задачи по вовлечению в геологоразведочный процесс новых территорий или наращиванию объёмов работ на уже имеющихся. В последние годы одним из основных регионов становится Устюртский, как по добыче, так и приросту запасов УВ-сырья. В связи с этим, особый интерес представляют исследования, направленные на анализ процесса проведённых геологоразведочных работ, по результатам которого можно прогнозировать дальнейшие шаги для увеличения нефтегазового потенциала страны.

В настоящей статье рассмотрена динамика сырьевой базы УВ Устюртского региона за весь период проведения геологоразведочных работ на нефть и газ.

Первые научные исследования Устюртского региона начаты еще в XIX веке. Работы А.Ф. Гумбольдта (1843 г.), И.А. Северцева (1857 г.), М.Н. Богданова (1875 г.), Барбот де Марни (1875-1904 гг.) и многих других носили описательный характер и в настоящее время представляют исторический интерес [Богданов, Хмыров, 2022].

Изучение глубинного строения Устюртского региона с целью определения перспектив нефтегазоносности и поисков промышленных скоплений УВ началось с 1960 г. В этот период целевыми поисковыми объектами являлись меловые и верхнеюрские отложения. С середины 70-х гг. прошлого столетия с внедрением сейсморазведочных исследований методом ОГТ появилась возможность подготовки нефтегазоперспективных объектов по нижне-среднеюрским горизонтам, а с 1990-х гг. - и по палеозойским [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019].

### **Материалы и методы**

В основу исследований положен комплексный анализ геолого-геофизических материалов, данных о состоянии и движении текущих и начальных запасов УВ-сырья промышленных категорий, ежегодной и накопленной добычи, ежегодных приростов запасов

---

<sup>2</sup> По данным Государственных балансов полезных ископаемых Республики Узбекистан, 1963-2021 гг.

УВ в разрезе месторождений УВ и Устюртского нефтегазоносного региона в целом, по типам флюидов, по величине начальных запасов промышленных категорий. Источником данных служили формы Государственной статистической отчетности – Государственные балансы полезных ископаемых Республики Узбекистан.

### Результаты

В целом историю открытия и освоения месторождений УВ в Устюртском регионе можно условно разделить на 3 временных этапа: 1) 1963-1990 гг.; 2) 1991-1998 гг.; 3) 1999-2021 гг.

В результате проведенных геологоразведочных работ в 1963 г. при испытании скв. 2 получены промышленные притоки газа с абсолютно свободным дебитом 520 тыс. м<sup>3</sup>/сут из отложений средней и верхней юры. Этот год является годом открытия первого в регионе месторождения (газовое) Шахпахты, с залежами бессернистого газа в отложениях верхне- и среднеюрского возрастов. Оперативный подсчет запасов газа осуществлен в 1965 г. Месторождение открыто на юго-западе региона в пределах Шахпахтинской ступени (рис. 1), что подтвердило перспективы нефтегазоносности Устюртского региона, а приращенные на начальном этапе (1965 г.) в оперативном порядке значительные запасы газа в объеме 25,1 млрд. м<sup>3</sup> позволили сделать заключение о высоких перспективах данной территории. В 1968 г. осуществлен подсчет начальных запасов газа в количестве 46,489 млрд. м<sup>3</sup> с их утверждением в ГКЗ с отнесением его в разряд крупных по запасам УВ месторождений. Промышленная газоносность установлена в I, II, III, IIIa горизонтах верхнеюрских отложений и IV, VIII и VIIIa горизонтах среднеюрских отложений (рис. 2).

В 1971 г. на месторождении Шахпахты начата эксплуатация с добычей 0,404 млрд. м<sup>3</sup>. В этот год доля Устюртского региона (представленного одним месторождением Шахпахты) в суммарной добыче по республике составляла 1,4%.

В последующие годы добыча на месторождении Шахпахты ежегодно нарастала, достигнув своего максимума в 1975 г., когда из недр извлечено 3,483 млрд. м<sup>3</sup> природного газа или 9,4% от суммарной добычи газа по республике. Одновременно в этот период осуществлялся прирост запасов газа из Ia горизонта (накопленная добыча в количестве 0,357 млрд. м<sup>3</sup>), запасы в котором не подсчитывались и не утверждались, однако в процессе разработки месторождения из него добывался газ, и с целью недопущения дисбаланса в государственной отчетности указывался прирост в объеме добычи.



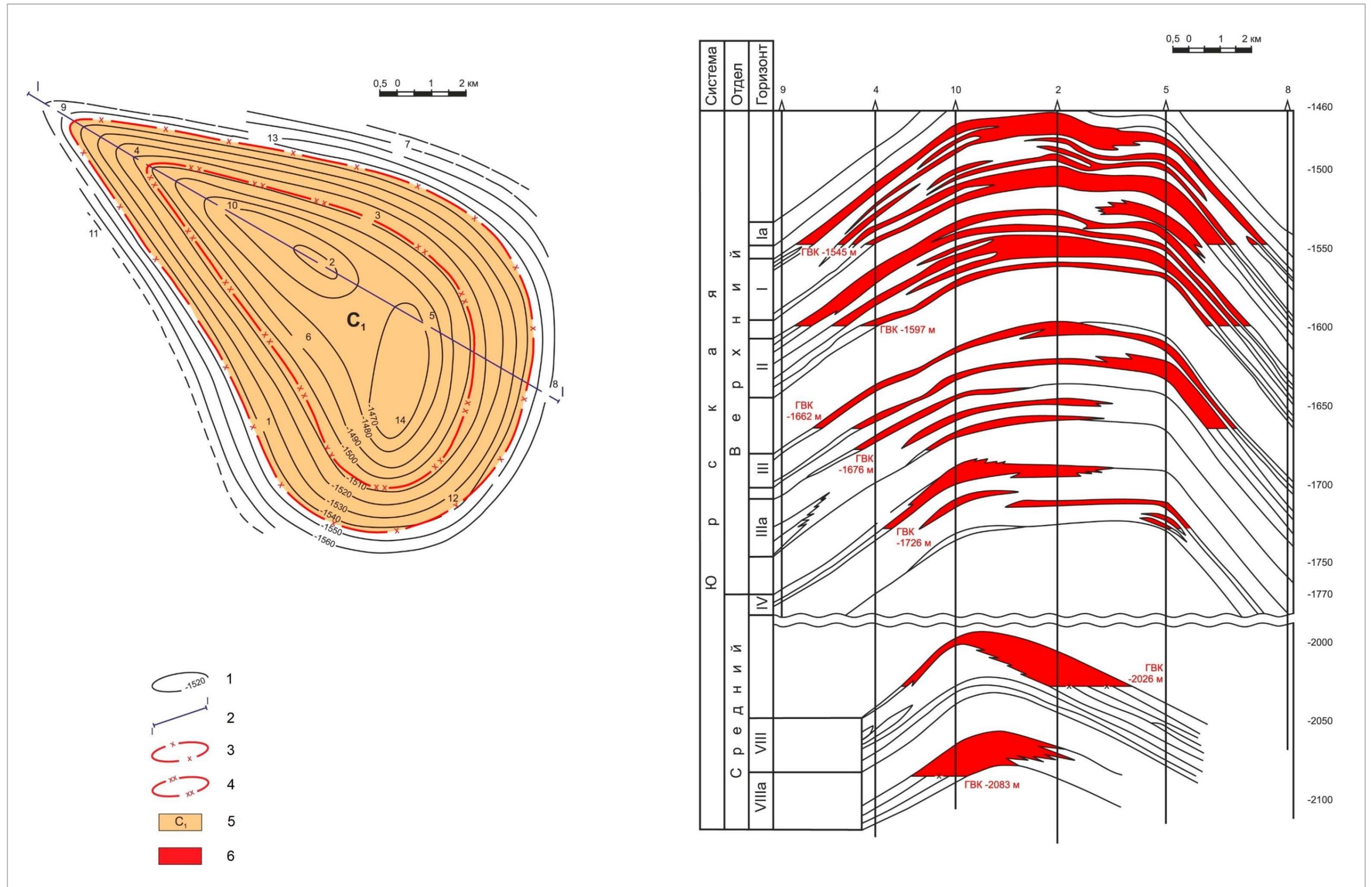


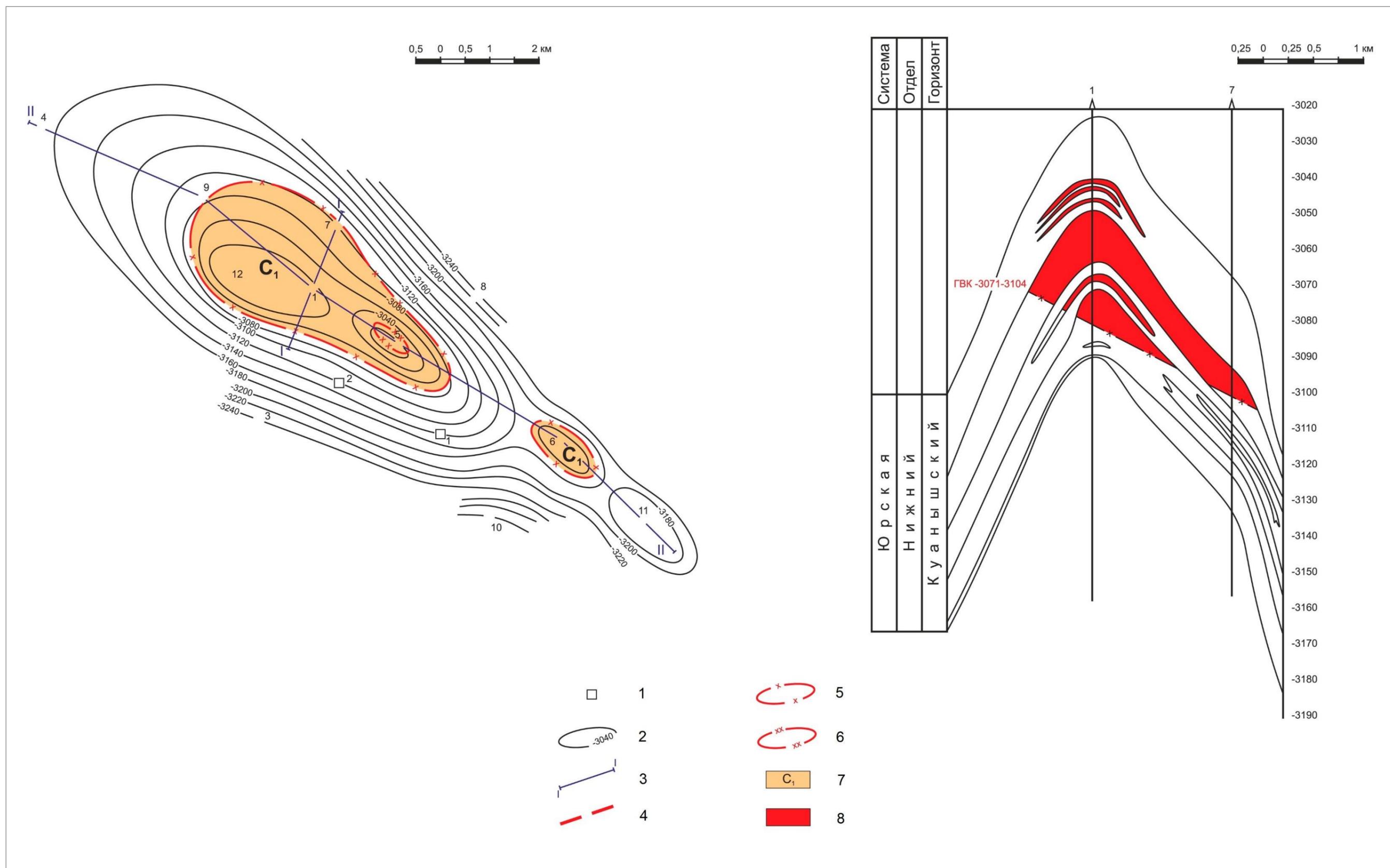
Рис. 2. Структурная карта по кровле I горизонта и строение продуктивной части разреза по линии I-I месторождения Шахпахты (составил В.В. Браилов, 1968 г.).

1 - поисковые и разведочные скважины, 2 - изогипсы кровли I горизонта, 3 - геологический профиль, 4 - внешний контур газоносности, 5 - внутренний контур газоносности, 6 - поле подсчёта запасов газа категории C<sub>1</sub>, 7 - газовая залежь.

После 1975 г. ежегодная добыча газа на месторождении Шахпахты постепенно пошла на убыль и в настоящее время составляет 0,211 млрд. м<sup>3</sup> (за 2021 г.). В 2021 г. доля годовой добычи на месторождении Шахпахты - 3,4% от суммарной добычи газа по Устьюртскому региону и 0,4% от суммарной головой добычи по республике. На балансе месторождения Шахпахты числятся текущие запасы в объёме 6,265 млрд. м<sup>3</sup>, накопленная добыча равна 40,224 млрд. м<sup>3</sup> свободного газа. Однако, перспективы данного месторождения этим не исчерпываются. В процессе разведки месторождения Шахпахты промышленная газоносность установлена в терригенных отложениях среднеюрского (IV, VI, VII, VIII, VIIIa, IX горизонты) и верхнеюрского (Ia, I, II, III, IIIa горизонты) возрастов. Однако при подсчете запасов газа залежи Ia, VI, VII, IX горизонтов не оценивались, так как, по мнению авторов отчета по подсчету запасов газа (В.В. Браилов и др., Госгеолфонды РУз, 1968 г.), они представлены маломощными невыдержанными песчаными пластами или линзами, не имеющими надежных газопоров.

Следующим месторождением, по которому в 1969 г. запасы УВ-сырья поставлены на учет, явилось газоконденсатное месторождение Куаныш. Газоконденсатные залежи выявлены в «куанышском» горизонте нижеюрского возраста. Месторождение находится в пределах северной части Куаныш-Коскалинского вала. На ближайшие годы этот тектонический элемент, наряду с Судочым прогибом, станет одним из основных для открытия месторождений УВ (см. рис. 1).

В период 1969-1971 гг. на месторождении приращены запасы газа в количестве 9,5 млрд. м<sup>3</sup>. В 1974 г. при проведении окончательного подсчета запасов УВ, по результатам комплексного анализа и обобщения всего имеющегося геолого-геофизического материала, на месторождении списаны запасы газа в количестве 7,7 млрд. м<sup>3</sup>, ввиду сильной литолого-фациальной изменчивости продуктивного горизонта нижеюрских отложений. Однако осуществлен прирост извлекаемых запасов конденсата в количестве 0,571 тыс. т. Здесь необходимо обратить внимание на высокое потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, принятое для подсчета запасов по результатам исследований в скв. 12 и равное 400 г/м<sup>3</sup>. В результате списания запасов газа на балансе стали числиться 1,848 млрд. м<sup>3</sup> природного газа и 0,571 тыс. т конденсата (В.В. Браилов и др., Госгеолфонды РУз, 1974 г.). В 1974 г. месторождение Куаныш переведено в разряд подготовленных к промышленному освоению, а в 1977 г. - законсервировано (рис. 3). На протяжении более 40 лет на месторождении не проводились какие-либо работы, оно не вводилось в эксплуатацию, в настоящее время все также находится в фонде законсервированных месторождений, хотя к геологическому строению, обоснованию подсчетных параметров и числящимся запасам УВ-сырья имеются вопросы.



**Рис. 3. Структурная карта по кровле «Куанышского горизонта» и геологический разрез продуктивной толщи по линии профиля I-I месторождения Куаныш (составили В.В. Браилов, С.А. Пак, 1974 г.)**  
 1 - параметрические скважины, 2 - поисковые и разведочные скважины, 3 - изогипсы кровли «Куанышского горизонта», 4 - геологические профили, 5 - разрывные нарушения, 6 - внешний контур газоносности, 7 - внутренний контур газоносности, 8 - поле подсчёта запасов газа категории C<sub>1</sub>, 9 - газоконденсатная залежь.

Следующим месторождением, принятым на Государственный баланс полезных ископаемых по Устюртскому региону в 1980 г., явилось нефтяное месторождение Гарбий Борсакелмас (в пределах Куаныш-Коскалинского вала), в котором при испытании «куанышского» горизонта нижнеюрских отложений в скв. 3 отмечены притоки нефти и слабый газ ( $Q_n = 29,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_g = 3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  через 19,4 мм штуцер).

В разряд месторождений оно введено как нефтяное только в 1980 г. после получения притоков нефти. Тогда в оперативном порядке оценены извлекаемые запасы нефти в объеме 10 тыс. т. При этом продуктивность площади Гарбий Борсакелмас установлена еще в 1978 г., когда при испытании скв. 1 получены притоки газа с конденсатом и водой различного дебита ( $Q_g = 98 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_k = 1,49 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_v = 0,18 \text{ м}^3/\text{сут}$  через 22,4 мм штуцер).

Однако, запасы УВ на баланс не ставились. Здесь необходимо пояснить, что в 1960-1970 гг. прошлого столетия, согласно действующим на тот период нормативным документам, годом открытия месторождения являлся факт получения промышленного притока УВ-сырья, при этом подсчет запасов УВ в этот год не производился. В настоящее время году открытия месторождения соответствует год постановки на Государственный баланс полезных ископаемых, подсчитанных в оперативном порядке и утвержденных запасов УВ.

В 1994 г. по месторождению Гарбий Борсакелмас выполнен подсчет запасов УВ, в котором (как указывалось в протоколе ГКЗ) отмечалось, что разведочные работы завершены в 1988 г., так и не решив по существу задачи разведки, несмотря на значительное количество пробуренных скважин. Тем не менее, полученная геолого-геофизическая информация после тщательного анализа позволила построить геологические модели по всем объектам месторождения, обосновать подсчетные параметры и оценить запасы газа в количестве 1,161 млрд.  $\text{м}^3$  и конденсата в количестве 59 тыс. т.

Также в отчете по подсчету запасов пересмотрен вопрос фазового состава флюида в скв. 3 из «куанышского» горизонта нижнеюрских отложений. На основании данных о газовом факторе, плотности и составе полученных жидких УВ, залежь УВ признана газоконденсатной, содержащей тяжелые конденсаты. Числящиеся за месторождением запасы нефти в объеме 10 тыс. т списаны в 1995 г.

Вопрос списания запасов нефти требует всестороннего изучения. Дело в том, что нефтяная залежь, принятая на баланс месторождения, расположена в отложениях «куанышского» горизонта нижнеюрского возраста. В отложениях средней юры («акчалакский» горизонт) находятся газоконденсатные залежи.

В единственной скв. 3, где отмечены притоки нефти из отложений нижнеюрского возраста, испытаны 5 интервалов, при этом: в самом нижнем интервале (3279-3257 м, горизонт Кн-2) приток не получен; во втором интервале (3249-3229 м, горизонт Кн-2) - слабый приток

нефти с водой ( $Q_n = 1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_v = 6,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ); в третьем интервале (3248-3230 м, горизонт Кн-2) - слабый приток нефти с водой ( $Q_n = 1,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_v = 5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ); в четвертом интервале (3220-3205 м, горизонт Кн-2) - приток нефти с незначительной водой ( $Q_n = 11,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ ); в пятом интервале (3190-3175 м, горизонт Кн-1) - приток нефти со слабым газом ( $Q_n = 29,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $Q_g = 3 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 19,4 мм штуцере). Фазовый состав, величина дебитов притоков и последующее отнесение выявленной УВ залежи к разряду газоконденсатной вызывают обоснованное сомнение. Дело в том, что в 2011 г. с целью изучения залежи УВ в нижеюрских отложениях в скв. 3 разбурен цементный мост в интервале 3175-3220 м, и совместно испытаны интервалы 3220-3206 м и 3190-3175 м. В результате получен приток жидкости дебитом  $26 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 8 мм штуцере, в том числе дебит нефти -  $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит газа - 6,2 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , дебит воды -  $12 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Дополнительным доказательством наличия нефти в залежи «куанышского» горизонта является тот факт, что при вводе в разработку месторождения Гарбий Борсакелмас годовая добыча свободного газа из нижеюрских отложений составила 4,4 млн.  $\text{м}^3$ . При этом извлечено 12,5 тыс. т конденсата, то есть потенциальное содержание конденсата составило  $2840,9 \text{ г}/\text{м}^3$ . Как известно, в мире самое высокое количество конденсата в газоконденсатных залежах достигает значений 600-700  $\text{г}/\text{м}^3$ .

С достаточно высокой долей вероятности можно предположить, что на месторождении Гарбий Борсакелмас в 1980 г. в отложениях «куанышского» горизонта нижней юры выявлена первая нефтяная залежь промышленного значения в регионе.

Следующим месторождением в пределах Куаныш-Коскалинского вала, открытым в 1983 г., является газоконденсатное месторождение Акчалак.

В 1982 г. при опробовании поисковой скв. 3 получены промышленные притоки газа с конденсатом и водой различного дебита, достигающие значений  $Q_g = 50 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_k = 5,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_v = 9 \text{ м}^3/\text{сут}$  через 15 мм штуцер из терригенных отложений нижней и средней юры. В 1983 г. по итогам выполненного оперативного подсчета запасов газа свободного в объеме 0,167 млрд.  $\text{м}^3$  структура введена в разряд месторождений. Следующий прирост запасов осуществлен в 1990 г. (а в 1991 г. рост запасов по рекомендации ГКЗ) по результатам завершения разведки месторождения и окончательного подсчета запасов УВ. Запасы утверждены в количестве: свободного газа - 6,022 млрд.  $\text{м}^3$ ; извлекаемого конденсата - 363 тыс. т. Месторождение переведено в разряд подготовленных к промышленному освоению, в фонде которых оно находилось вплоть до 2018 г. В 2018 г. месторождение введено в опытно-промышленную разработку.

Последним месторождением, открытым в период 1963-1990 гг., является месторождение Урга - первое в пределах Судочьего прогиба.

Первооткрывательница Ургинского месторождения - скв. 4, при опробовании которой в 1990 г. из терригенных отложений верхней юры получен промышленный приток газа с конденсатом и водой ( $Q_g = 268$  тыс.  $m^3/сут$ ,  $Q_k = 4$   $m^3/сут$ ,  $Q_v = 1,44$   $m^3/сут$  через 14,3 мм штуцер). В разряд месторождений структура введена в 1990 г. постановкой на Государственный баланс полезных ископаемых запасов газа свободного в количестве 0,471 млрд.  $m^3$ . Залежи газа и конденсата на месторождении размещаются в терригенных отложениях верхнеюрского возраста. Вплоть до 1996 г. на месторождении ежегодно приращивались запасы газа и конденсата по результатам бурения новых скважин. В 1996 г. с завершением разведки месторождения выполнен окончательный подсчет запасов УВ с утверждением их в ГКЗ. Подсчитанные запасы УВ-сырья в количестве газа свободного 37,397 млрд.  $m^3$ , извлекаемого конденсата 739 тыс. т. позволили отнести месторождение в разряд крупных по запасам УВ.

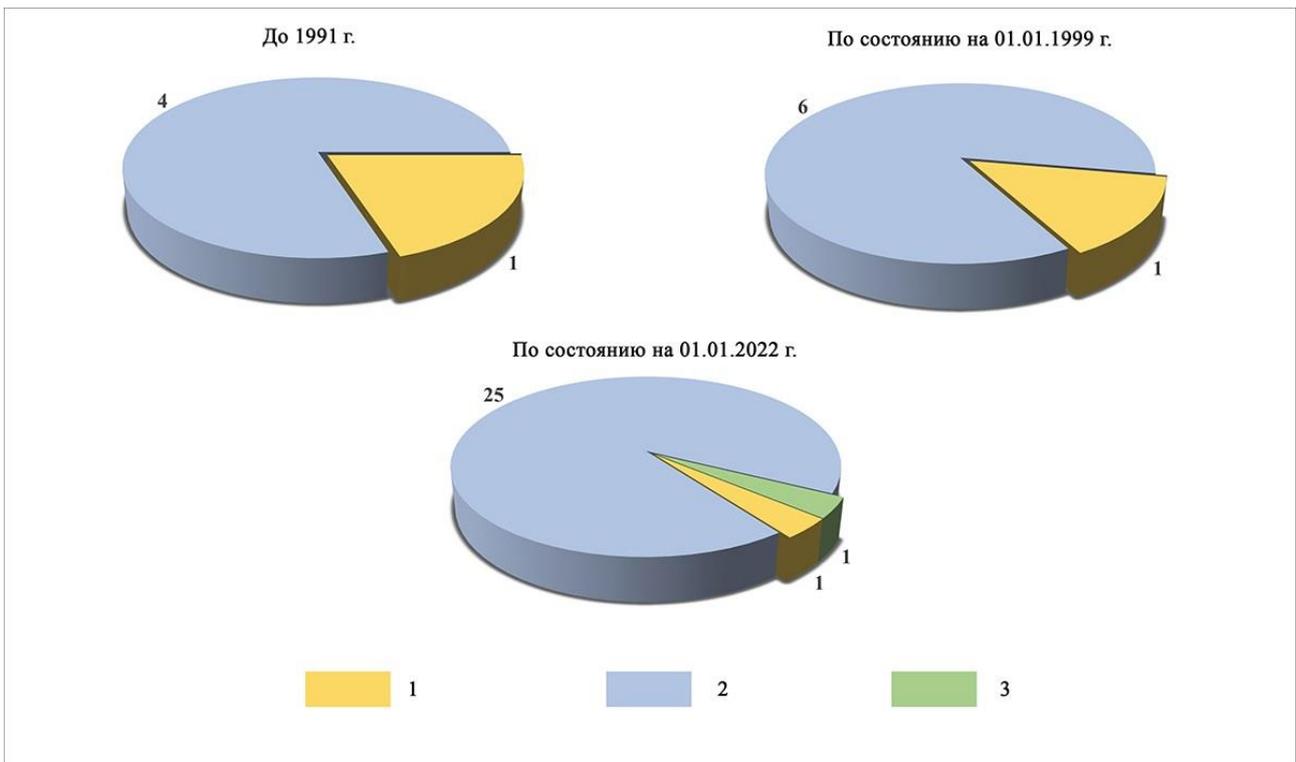
В 1995 г. месторождение Урга введено в опытно-промышленную эксплуатацию, а в дальнейшем – в промышленную разработку.

Как отмечалось выше, в период с 1963 по 1990 гг. в Устьюртском регионе открыты всего пять месторождений УВ (Шахпахты, Куаныш, Гарбий Борсакелмас, Акчалак и Урга) (рис. 4). Отчасти это можно объяснить тем, что с 60-х гг. прошлого столетия лидером по приросту запасов УВ и соответственно по добыче становится Бухаро-Хивинский регион, в котором в разрезе юрской карбонатной формации (в том числе начиная с 1970-х гг. - рифового генезиса) находится значительное количество месторождений нефти и газа. Это явилось следствием концентрации основного объема поисково-разведочного бурения в Бухаро-Хивинском регионе, на долю которого приходилось более 60%.

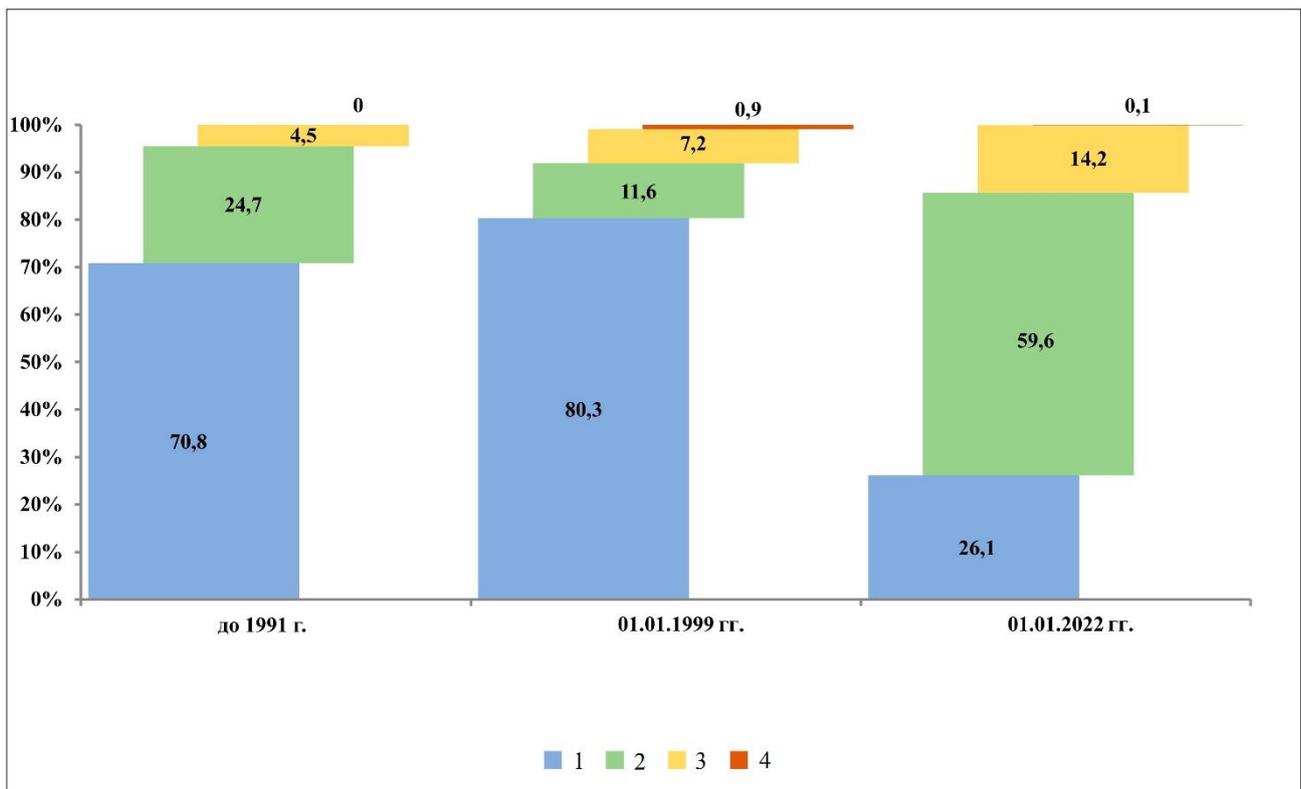
Из пяти месторождений Устьюртского региона, открытых до 1991 г., на тот период только одно (Шахпахты) оказалось крупным по запасам УВ, начальные запасы которого составили 81,6% от общих запасов по Устьюртскому региону. Оставшиеся 18,4% числились на 4 мелких на тот период по запасам месторождениях УВ. Накопленная добыча (по состоянию на 01.01.1991 г.) в объеме 100% от суммарной по региону (39,2 млн. т у. т.) также приходилась на месторождение Шахпахты. Доля накопленной добычи Устьюртского региона от республиканской на тот период составляла 3,4%.

По стратиграфическим комплексам запасы УВ преимущественно располагались в отложениях верхней юры (70,8%). На отложения средней юры приходилось 24,7%, и лишь 4,5% составляли запасы в отложениях нижней юры (рис. 5).

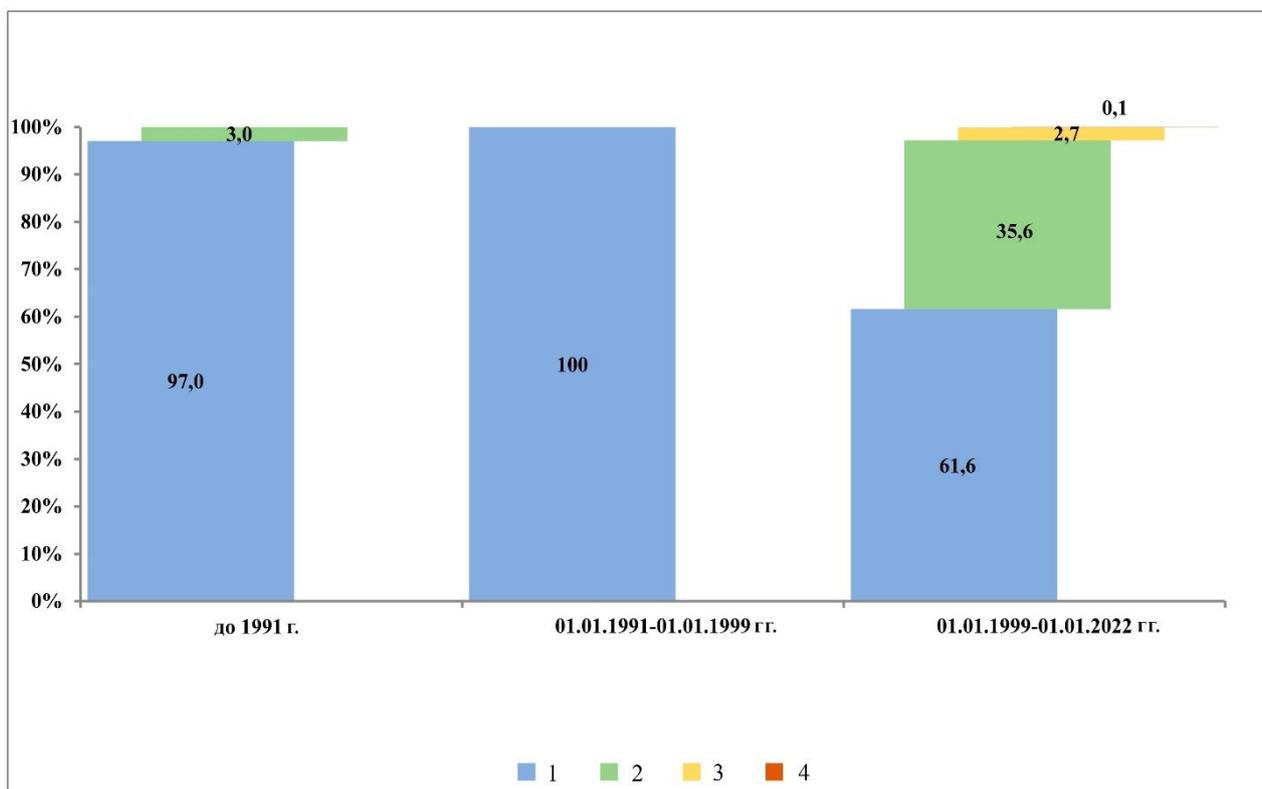
Аналогично распределяются показатели добычи УВ по временным периодам. На первом этапе (до 1991 г.) добыча преимущественно (97%) осуществлялась из отложений верхнеюрского возраста, оставшиеся 3% приходились на отложения средней юры (рис. 6).



**Рис. 4.** Диаграммы динамики открытия месторождений нефти и газа Устьюртского региона  
 Месторождения: 1 - газовые, 2 - газоконденсатные, 3 - нефтегазоконденсатные.



**Рис. 5.** Диаграммы динамики объемов запасов углеводородов по стратиграфическим комплексам и временным периодам Устьюртского региона  
 1 - верхняя юра, 2 - средняя юра, 3 - нижняя юра, 4 - палеозой.



**Рис. 6. Диаграммы распределения добычи углеводородного сырья по стратиграфическим комплексам и временным периодам Устюртского региона**

*1 - верхняя юра, 2 - средняя юра, 3 - нижняя юра, 4 - палеозой.*

Второй период освоения Устюртского региона (1991-1998 гг.) характеризуется открытием всего двух мелких по запасам УВ газоконденсатных месторождений: Кокчалак и Карачалак.

Впервые структура Кокчалак выявлена в 1985 г. сейсморазведочными работами МОГТ 2Д, проводившимися для оценки контура газоносности на Акчалакском месторождении. По материалам этих работ в 1986 г. в центральной части Кокчалакской структуры начато бурение разведочной скв. 18 Акчалак, при опробовании которой в 1987 г. получены промышленные притоки газа с конденсатом из карбонатных отложений палеозоя и песчаников средней и верхней юры. В 1988 г. после отработки дополнительных сейсморазведочных профилей МОГТ 2Д, Кокчалакская структура подготовлена к глубокому бурению. В 1989 г. начато бурение параметрической скв. 1П. В разряд месторождений структура введена в 1993 г. по результатам оперативного подсчета запасов УВ в количестве 1,488 млрд. м<sup>3</sup> свободного газа и 0,172 млн. т. извлекаемого конденсата. В 1998 г. по итогам завершения разведки месторождения выполнен окончательный подсчет запасов УВ, согласно которому запасы газа приращены на 0,648 млн. м<sup>3</sup>, а извлекаемые запасы конденсата уменьшились на 0,111 млн. т.

Запасы прошли экспертизу и утверждены, а месторождение перешло в разряд подготовленных для промышленного освоения. Вызывает удивление тот факт, что запасы

газа, при подсчете запасов отнесенные к категории  $C_2$ , в процессе экспертизы переведены в категорию  $C_1$ , а запасы конденсата, содержащиеся в данном газе, оставлены в категории  $C_2$ .

В 2018 г. на месторождении Кокчалак началась опытно-промышленная эксплуатация, по результатам которой на настоящий момент накопленная добыча составила 91 млн.  $m^3$  газа и 6 тыс. т конденсата.

В 1994 г. открывается месторождение Карачалак. Структура Карачалак выявлена сейсморазведочными работами МОГТ 2Д в 1987 г. По данным этих работ составлена структурная карта поверхности известняков верхнего палеозоя, которая явилась основой для заложения глубоких скважин. В 1989 г. структура передана в глубокое бурение. В том же году началось бурение поисковой скв. 1, при опробовании которой в 1990 г. из карбонатных отложений позднего палеозоя получен промышленный приток газа. В 1994 г. структура введена в разряд месторождений и подсчитаны в оперативном порядке запасы газа.

В 1996 г. на месторождении Карачалак выполнен подсчет запасов газа и конденсата, запасы УВ оценены в 433 млн.  $m^3$  газа и 13 тыс. т конденсата, которые прошли экспертизу и утверждены, а само месторождение переведено в разряд подготовленных к промышленному освоению.

В 2019 г. на месторождении Карачалак началась опытно-промышленная эксплуатация, по результатам которой на настоящий момент накопленная добыча составила 4 млн.  $m^3$  газа.

Анализ информации по второму этапу в истории освоения Устюртского региона показывает, что в плане прироста запасов УВ он не имеет большого значения. Выполненный прирост запасов газа и конденсата в этот период не оказал существенного влияния на сырьевую базу УВ. Однако открытие этих двух месторождений позволило переосмыслить взгляды исследователей на перспективы выявления залежей УВ в отложениях палеозойского возраста. Хотя ранее на отдельных площадях получены притоки УВ и газопроявления (Каракудук, Чибины, Северная Урга, Центральный Кушкаир и др.), тем не менее Кокчалак и Карачалак явились первыми месторождениями с доказанной промышленной газоносностью палеозойского разреза, по которым запасы УВ поставлены на учет в Государственных балансах полезных ископаемых Республики Узбекистан.

Сам по себе факт выявления залежей промышленного значения в разрезе палеозойского комплекса пород имел существенное значение, так как позволял специалистам геологоразведочной отрасли определять и размещать виды и объемы геологоразведочных работ целенаправленно на отложения палеозойского возраста, подготавливать структуры с оценкой перспективных ресурсов УВ категории  $C_3$ , с целью дальнейшей постановки поискового бурения. Однако, к настоящему времени новых залежей УВ в разрезе палеозойских отложений не выявлено.

Как отмечалось выше в период с 1991 по 1998 гг. в Устюртском регионе открыты всего два месторождения УВ (Кокчалак и Карачалак). Оба месторождения относятся к категории мелких по запасам УВ. Начальные запасы этих месторождений по состоянию на 01.01.1999 г. составили 2,5% от общих запасов по Устюртскому региону. В целом по величине запасов УВ месторождения разделились следующим образом: два крупных месторождения (помимо Шахпахты, в разряд крупных по запасам УВ перевели месторождение Урга) с долей запасов УВ в количестве 86,9% от суммарных по Устюртскому региону и пять мелких месторождений с долей запасов УВ в количестве 13,1%.

Накопленная добыча (по состоянию на 01.01.1999 г.) в объеме 100% от суммарной по региону (44,8 млн. т у. т.) числилась за месторождениями Шахпахты и Урга. Доля накопленной добычи Устюртского региона от республиканской на тот период составляла 2,6%.

По стратиграфическим комплексам запасы УВ преимущественно располагались в отложениях верхней юры (80,3%), в отложениях средней юры - 11,6%, а 7,2% составляли запасы в отложениях нижней юры и лишь 0,9% - в отложениях палеозоя (см. рис. 5). На втором этапе (1991-1998 гг.) долевое участие в накопленной добыче верхнеюрских отложений достигло 100% (см. рис. 6).

Третий период (1999-2021 гг.) без преувеличения можно считать ключевым и наиболее важным в истории освоения Устюртского региона. Высокая изученность территории Бухаро-Хивинского региона на фоне постепенного истощения запасов УВ промышленных категорий по мере выработки уникальных и крупных по запасам УВ месторождений создала условия для ускоренной разведки Устюртского нефтегазосного региона, способного в ближайшем обозримом будущем заменить в нефтегазовом отношении Бухаро-Хивинский регион.

Переломным можно считать 1998 г., когда во исполнение Протокола поручений первого Президента Республики Узбекистан И.А. Каримова от 11.02.1998 г. НХК «Узбекнефтегаз» разработана и принята «Программа изучения плато Устюрт и акватории Аральского моря на УВ-сырье на период 1998-2001 годы», в рамках которой планировался кардинальный разворот в регионе геофизических и буровых работ.

В рамках реализации мероприятий, предусмотренных в данном документе, существенно увеличены объемы геологоразведочных работ с концентрацией в наиболее перспективных зонах. В результате уже в ближайшие 5 лет (1999-2003 гг.) открыты четыре новых газоконденсатных месторождения (Бердак-Шимолий Бердак, Шаркий Бердак, Шагырлык, Сургил). Всего же за период 1999-2021 гг. выявлено 20 месторождений УВ.

Отдельно необходимо отметить, что в третий период происходит усиление геологоразведочных работ целенаправленно на нижнеюрские терригенные отложения. Этому способствовало Постановление Президента Республики Узбекистан Ш.М. Мирзиёева от

2 февраля 2017 г. №ПП-2755 «О мерах по расширению геологоразведочных работ в Устюртском нефтегазоносном регионе Республики Узбекистан». В результате реализации мероприятий, предусмотренных этим документом, в период 2017-2021 гг. выявлены шесть газоконденсатных месторождений (Бескала, Куйи Сургиль, Аралык, Кушкаир, Западный Куйи Сургиль и Куйи Шаркий Бердах) с залежами УВ в отложениях нижнеюрского возраста.

Открытие новых месторождений УВ и разведка ранее обнаруженных залежей позволили практически ежегодно наращивать запасы УВ (до 61,366 млрд. м<sup>3</sup> свободного газа и 1,782 млн. т извлекаемого конденсата в 2005 г.), что являлось основой для развития нефтегазодобывающей промышленности страны и постепенного ежегодного роста добычи.

В этот период прирост запасов УВ в отдельные годы существенно вырос и достигал показателей в 47,054 млн. т у. т. (2003 г.) и 73,733 млн. т у. т. (2005 г.). Этому способствовали открытие и разведка крупных по запасам УВ месторождений, число которых к настоящему времени достигло 6 единиц (Шахпахты, Урга, Бердак-Шимолий Бердак, Шаркий Бердак, Сургил и Арслан). Это в свою очередь позволило в 2003, 2004, 2005, 2010 и 2012 гг. обогнать Бухаро-Хивинский регион по показателям прироста запасов УВ.

Успехи геологоразведочной службы в Устюртском регионе стали основой для постепенного наращивания ежегодной добычи УВ, которая достигла своего максимального значения в 7,506 млн. т у. т. в 2020 г.

Всего за период с 1999 по 2021 гг. в Устюртском регионе открыто 20 месторождений УВ. Начальные запасы этих месторождений по состоянию на 01.01.2022 г. составили более 520 млн. т у. т. или 81,9% от общих запасов по Устюртскому региону. В целом по величине запасов УВ месторождения разделились следующим образом: четыре крупных месторождения (Бердак-Шимолий Бердак, Шаркий Бердак, Сургил и Арслан) с долей запасов УВ в количестве 74,9% (389,4 млн. т у. т.) от суммарных по Устюртскому региону, четыре средних (Дали, Тиллали, Инам, Куйи Сургиль) с долей запасов УВ в количестве 14,7% (76,5 млн. т у. т.) и 12 мелких месторождений (Джел, Шагырлык, Сайхун, Арал, Западный Арал, Шега, Кызыл-Шалы, Бескала, Аралык, Кушкаир, Западный Куйи Сургиль, Куйи Шаркий Бердах) с долей запасов УВ в количестве 10,4% (54,0 млн. т у. т.).

Накопленная добыча (по состоянию на 01.01.2022 г.) в объеме 66,6 млн т у. т или 49,5% от суммарной по региону (134,6 млн. т у. т.) числилась за крупными месторождениями. Доля накопленной добычи Устюртского региона от республиканской на тот период составляла 4,1%.

По стратиграфическим комплексам запасы УВ располагались следующим образом: в отложениях верхней юры - 26,1%, в отложениях средней юры - 59,6%, в отложениях нижней юры - 14,2% и в отложениях палеозоя - лишь 0,1% (см. рис. 5). На третьем этапе (1999-2021 гг.)

долевое участие стратиграфических комплексов в накопленной добыче УВ составляло: из верхнеюрских отложений – 61,6%; из среднеюрских отложений – 35,6%, из нижнеюрских отложений – 2,7% и из палеозойских отложений – 0,1% (см. рис. 6).

### Обсуждение результатов

Как отмечалось выше, на месторождении Шахпахты при подсчете запасы газа залежей Ia, VI, VII, IX горизонтов не оценивались, так как, по мнению авторов по подсчету запасов газа, они представлены маломощными невыдержанными песчаными пластами или линзами, не имеющими надежных газопоров.

Выполненный авторами статьи анализ результатов испытания показывает, что на месторождении Шахпахты возможен прирост запасов газа за счет Ia, VI, VII, IX горизонтов.

Из Ia горизонта в скв. 3 (интервал 1638-1656 м) получен приток газа с конденсатом дебитом 113,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 6,9 мм штуцере, в скв. 2 (интервал 1611-1629 м) - приток газа дебитом 216 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 14,5 мм штуцере с небольшим количеством воды ( $Q_v = 0,5$  м<sup>3</sup>/сут), а в скв. 5 (интервал 1613-1617 м) - приток газа дебитом 233,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 12,5 мм штуцере. В скважинах 4, 6, 10 и 14 отложения этого горизонта не испытывались (рис. 7). Подсчет запасов по этому горизонту не производился. Однако, накопленная добыча газа в объеме 0,357 млрд. м<sup>3</sup> однозначно подтверждает наличие газовой залежи в объеме данного горизонта.

Выше Ia горизонта залегает маломощный пласт (1,5-5,5 м), который по данным ГИС (стандартный каротаж) характеризуется как, возможно, газонасыщенный. Ни в одной из скважин этот пласт не испытывался, поэтому он рекомендуется к испытанию, так как в случае положительного результата возможен прирост запасов газа.

VI горизонт продуктивен в скв. 14 (интервалы 2017-2026 м и 2026-2033 м), где получены притоки газа и газа с небольшим количеством воды (соответственно,  $Q_g = 209,33$  тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9,51 мм штуцере и  $Q_g = 255,9$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_v = 18$  м<sup>3</sup>/сут на 9,51 мм штуцере) и в скв. 2 (интервал 2007-2016 м) – пластовая вода с газом ( $Q_g = 40,0$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_v = 60,0$  м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере). В скважинах 4, 6, 10 и 14 из отложений этого горизонта отмечены притоки пластовой воды и пластовой воды с растворенным газом. Результаты испытания позволяют предположить наличие небольших по размерам газовых залежей в районах скважин 2 и 14. Подсчет запасов по этому горизонту не производился.

VII горизонт продуктивен в скв. 2 (интервалы 2126-2131 м и 2135-2148 м), где зарегистрированы притоки газа с абсолютно свободным дебитом 78,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 62 мм штуцере. В скважинах 3, 4, 5, 6 из отложений этого горизонта отмечены притоки пластовой воды и пластовой воды с растворенным газом, а в скважинах 10 и 14 они не испытывались.

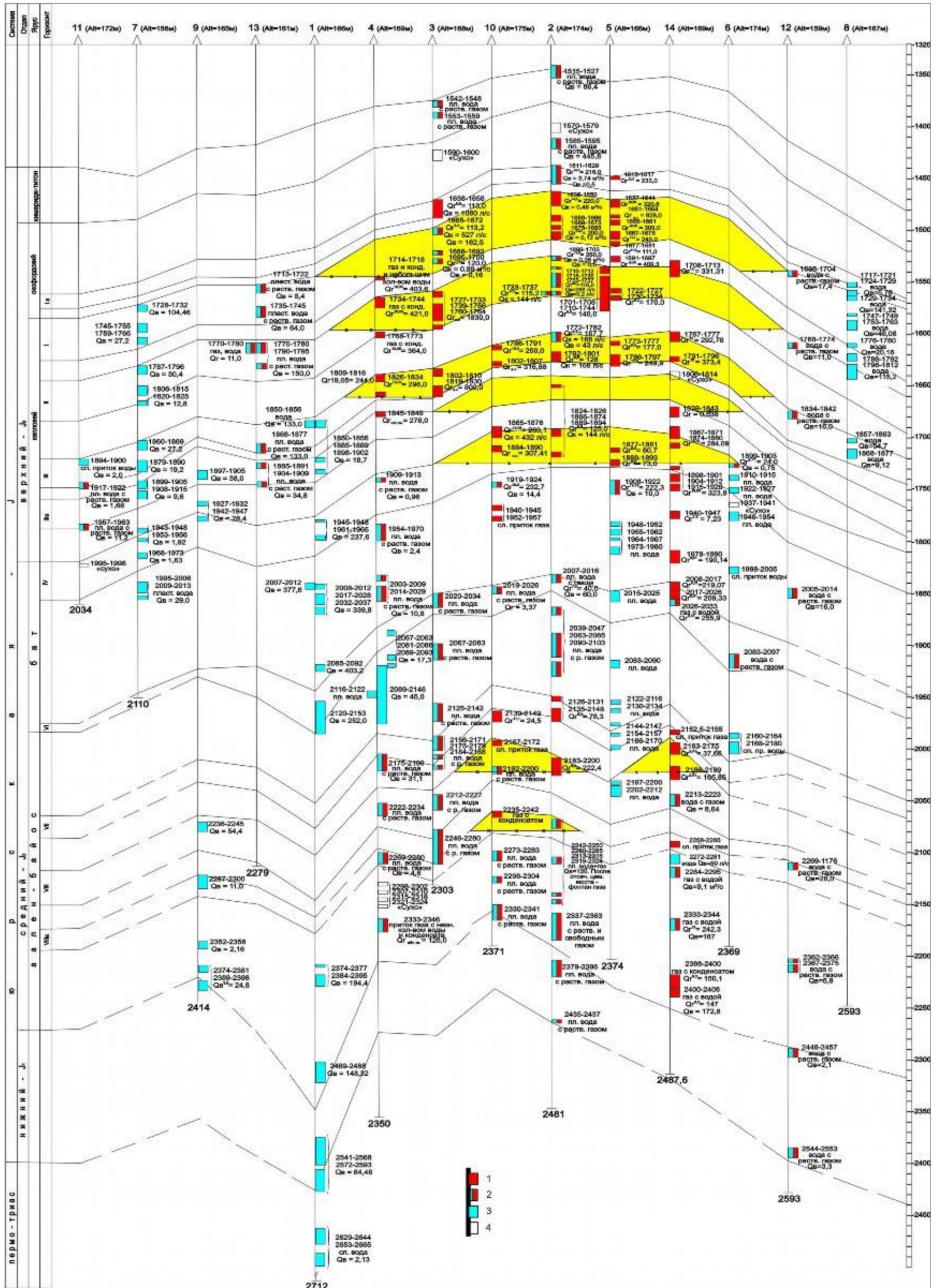


Рис. 7. Схема опробования скважин месторождения Шахматы (авторский вариант по материалам ГУ «ИГИРНИГМ») Результаты опробования: 1 - газ и газ с конденсатом, 2 - газ с водой, растворённый в воде газ, 3 - вода, 4 - сухо.

Однако, в скважинах 10 и 14 изучались интервалы, расположенные на 3-4 м ниже подошвы VII горизонта. В скв. 10 наблюдались притоки газа дебитом 24,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 11,11 мм штуцере, а в скв. 14 – слабые притоки газа. Подсчет запасов по этому горизонту не производился.

Ниже VIIа горизонта (предположительно IX горизонт) в скв. 4 (интервал 2333-2346 м), где добыты притоки газа с небольшим количеством воды и конденсата, абсолютно свободный дебит газа составил 126,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а также в скв. 14 (интервал 2333-2344 м), где добыты притоки газа и воды ( $Q_{г}=242,3$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{в}=187,0$  м<sup>3</sup>/сут на 19,0 мм штуцере). В скважинах 2 и 10 из отложений этого горизонта отмечены притоки пластовой воды с растворенным газом, а в скважинах 3, 5, 6 они не испытывались. Подсчет запасов по этому горизонту не производился.

Кроме того, промышленные притоки газа добыты из объектов, расположенных между выделенными промысловыми горизонтами.

Так в скв. 14, в подошве среднеюрских отложений испытаны два интервала (2408-2400 и 2400-2388 м), где зарегистрированы соответственно притоки газа с водой ( $Q_{г} = 147,0$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{в}=172,8$  м<sup>3</sup>/сут на 9,3 мм штуцере) и притоки газа (дебит газа составил 150,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9,3 мм штуцере).

В скважинах 2 и 10 из низов среднеюрских отложений получены притоки пластовой воды с растворенным газом. В скв. 4 эти отложения не испытаны, а в скважинах 3, 5, 6 – забой находится выше этих отложений.

Между VI и IV горизонтами в скважинах 5, 10 и 14 отмечены промышленные притоки газа. Так в скв. 10 из интервала 1919-1924 м получены притоки газа с водой ( $Q_{г} = 232,7$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{в} = 14,4$  м<sup>3</sup>/сут на 19,0 мм штуцере), а из интервалов 1940-1945 и 1952-1957 м (совместно) – слабые притоки газа. В скв. 5 из интервала 1908-1922 м зарегистрированы притоки газа с водой ( $Q_{г} = 222,3$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{в} = 10,0$  м<sup>3</sup>/сут на 19,05 мм штуцере). В скв. 14 из интервалов 1898-1901; 1904-1912; 1915-1920 м (совместно) добыты притоки газа ( $Q_{г} = 323,9$  тыс. м<sup>3</sup>/сут на 19,05 мм штуцере), из интервала 1990-1978 м – притоки газа ( $Q_{г} = 190,14$  тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9,51 мм штуцере), а из интервала 1940-1947 м – слабые притоки газа ( $Q_{г} = 7,23$  тыс. м<sup>3</sup>/сут на 7,5 мм штуцере). В скважинах 2 и 3 эти отложения не испытывались. В скважинах 4 и 6 из этих отложений отмечены притоки пластовой воды и пластовой воды с растворенным газом.

Между II и I горизонтами в скв. 5 из интервала 1691-1697 м зарегистрированы притоки газа дебитом 409,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 19,05 мм штуцере. В скважинах 2, 3, 4, 6, 10, 14 эти отложения не испытывались.

Проведение доразведочных работ на месторождении Шахпахты с изучением ранее

известных продуктивных горизонтов, а также пластов, не вошедших в подсчет запасов, но, в которых получены прямые признаки промышленной продуктивности, позволит прирастить запасы газа в количестве не менее 5-10 млрд. м<sup>3</sup>.

В пользу такого заключения свидетельствует также тот факт, что из II, III и IIIa горизонтов суммарная накопленная добыча газа на почти 3,0 млрд. м<sup>3</sup> превысила начальные подсчитанные запасы.

Следующим месторождением, вовлечённым в анализ, является открытое вслед за месторождением Шахпахты – газоконденсатное месторождение Куаныш.

Пересмотр геолого-геофизических материалов месторождения Куаныш свидетельствует о возможности создания более обоснованной геологической модели этого месторождения, снимающей спорные или не вполне обоснованные моменты, основными из которых являются наклонное положение газоводяного контакта (ГВК) и отсутствие подсчетов по залежи в районе скважин 6 и 11.

Анализ схемы корреляции юрских отложений позволяет уточнить границы кровли коллектора продуктивного «куанышского» горизонта. В отдельных скважинах (2, 2П) кровля коллектора определена на глубинах, гипсометрически находящиеся существенно выше (на 123 и 22 м, соответственно), чем она принята в отчете по подсчету запасов УВ. По другим скважинам эти изменения не существенны.

Построение уточненной модели газоконденсатной залежи Куанышского месторождения произведено с учетом структурной карты по кровле «куанышского» горизонта, составленной на основе результатов переинтерпретации материалов МОГТ, проведенного комплексного анализа глубин залегания продуктивных горизонтов и результатов испытания в них. Предлагаемая геологическая модель (рис. 8) позволяет:

- принять положение ГВК в основной залежи месторождения (район скважин 1, 2п, 4, 5, 7 и 12) не наклонным (абс. отм. «-3071 м» - «-3104 м»), а горизонтальным (абс. отм. «- 3110 м»);
- увеличить средневзвешенное значение эффективной газонасыщенной толщины в основной залежи месторождения;
- объяснить причину получения притока воды в скв. 9 её нахождением в зоне за нарушением;
- геометризовать залежь в районе скважин 6 и 11.

Положение ГВК в основной залежи определялось по скважинам 2П и 7, которые располагаются в приконтурной зоне; остальные скважины находятся в сводовой части.

В районе скв. 7 ранее ГВК принималось на глубине 3261 м (абс. отм. «-3104 м»), хотя по материалам ГИС газонасыщенные коллекторы прослеживаются до глубины 3273 м (абс. отм.

«-3116 м»). В скв. 2П положение ГВК отбивается только по стандартному каротажу на глубине 3260 м (абс. отм. «-3104 м»). Очевидно, в дальнейшем при более детальном изучении данного месторождения с этих позиций необходимо проверить увязку промыслово-геофизических исследований по скв. 2П и заново оценить величину поправки за искривление скважины.

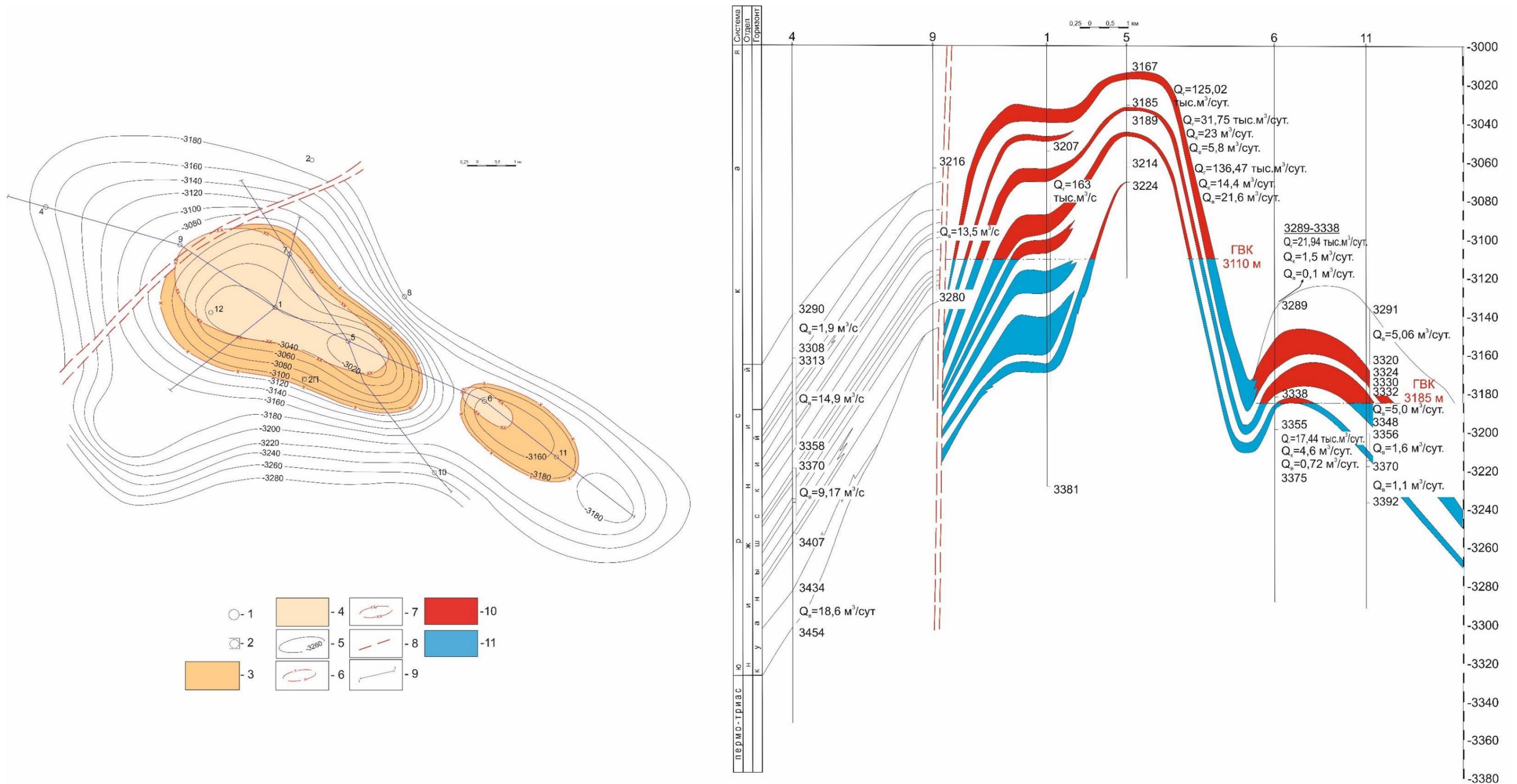
В связи с выше сказанным, для предварительной оценки дополнительного прироста запасов газа и конденсата для основной залежи месторождения положение ГВК можно принять условно на абс. отм. «-3110 м», что не противоречит результатам испытания во всех скважинах.

В скв. 2П верхние дыры интервала перфорации приходятся на глубину 3272 м (абс. отм. «-3116 м»), в результате испытания из которого получен слабый приток воды  $Q_v = 1,7 \text{ м}^3/\text{сут}$  с растворенным газом. В скважинах 1, 5 и 12 подошва газонасыщенного коллектора расположена выше ГВК. Таким образом, площадь газонасыщенности основного купола месторождения может увеличиться на 70%. Согласно уточненной геологической модели, скв. 2П находится в приконтурной части основной залежи и по пласту-коллектору «куанышского» горизонта явно подсекает ГВК. Средневзвешенная величина эффективной газонасыщенной толщины может возрасти до 15,6 м (т.е. на 11%).

Оцениваемые с учетом указанных изменений запасы УВ основной залежи могут увеличиться в 2,37 раза и составить 4380 млн.  $\text{м}^3$  газа и 1356 тыс. т извлекаемого конденсата.

В районе скв. 6 запасы газа и конденсата в отчете 1974 г. (В.В. Браилов и др., Госгеолфонды РУз, 1974 г.) не подсчитывались, несмотря на то что в этой скважине получены промышленные притоки газа. По результатам интерпретации материалов ГИС ГВК в данной скважине определялся на глубине 3345 м (абс. отм. «-3186 м»), кривые БКЗ в данном интервале интерпретируются с понижающим проникновением, эффективная газонасыщенная мощность по заключению ГИС составляет 29 м с коэффициентами газонасыщенности 44-54%, по данным газового каротажа в интервале 3300-3345 м газопоказания достигают 1%, по результатам разгонок проб бурового раствора, отобранного в процессе бурения в интервале 3308-3332 м, в пробах преобладает метан. Все вышеприведенные факты говорят о явной продуктивности коллектора в скв 6.

В скв. 11 наиболее проницаемая часть «куанышского» горизонта вскрыта в интервале 3321-3351 м и интерпретируется как возможно продуктивный, коэффициент газонасыщенности в данном интервале 45-50%, т.е. практически такой же, как и в скв. 6, по газовому каротажу в процессе бурения в интервале 3320-3360 м газопоказания достигали 3-4%, по кривым стандартного каротажа по градиент-зонду положение ГВК в данной скважине отбивается на глубине 3350 м (абс. отм. «-3192 м»).



**Рис. 8. Структурная карта по кровле «Куанышского горизонта» и геологический разрез продуктивной толщи по линии профиля I-I месторождения Куаныш (авторский вариант по материалам ГУ «ИГИРНИГМ», 2022 г.)**

1 - поисково-разведочные скважины, 2 - параметрические скважины, 3 - площадь газоносности в авторском варианте (2022 г.), 4 - площадь подсчёта запасов по В.В. Брашлову и др. (1974 г.), 5 - изогипсы кровли коллектора, 6 - линия ГВК в авторском варианте (2022 г.), 7 - линия ГКЗ по подсчёту запасов 1974 г., 8 - тектоническое нарушение, 9 - линия геологического профиля, 10 - газовая залежь, 11 - водяная залежь.

В результате испытания из двух интервалов, приходящихся на продуктивную часть коллектора, отмечены слабые притоки воды дебитами по  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$  с удельным весом  $1,096-1,1 \text{ г}/\text{см}^3$ . Судя по удельному весу отобранного флюида, не исключено, что получен фильтрат бурового раствора.

По уточненным построениям скважины 6 и 11 находятся в пределах одного купола. Для предварительной оценки положение ГВК для этой части залежи можно условно принять на абс. отм. «-3185 м». Эффективная газонасыщенная толщина в обеих скважинах - около 20 м. В результате предварительной оценки дополнительный прирост запасов газа и конденсата может составить: газа - 866 млн.  $\text{м}^3$ , конденсата - 268 тыс. т.

В целом по месторождению Куаныш оперативно оцененные запасы газа и конденсата могут увеличиться в 2,84 раза и составят, соответственно, 5246 млн.  $\text{м}^3$  и 1624 тыс. т. Дополнительный прирост запасов при этом ориентировочно достигает 3398 млн.  $\text{м}^3$  по газу и 1053 тыс. т по конденсату. Еще не до конца осталось изученным геологическое строение месторождения, а методика обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов в 60-х и 70-х гг. прошлого столетия создает в настоящее время возможности для пересмотра геологической модели месторождений, подсчетных параметров и начальных запасов УВ-сырья, в основном, в сторону увеличения.

В части возможного прироста запасов УВ на месторождении Урга необходимо, в первую очередь, обратить внимание на невыясненные перспективы ниже- и среднеюрских пород. Промышленная газоносность месторождения связана с терригенными отложениями верхнеюрского комплекса, хотя стратиграфический диапазон газоносности гораздо шире и охватывает породы средне- и нижнеюрского возрастов. В процессе бурения скважин 1, 2 и 4 в интервалах залегания нижнеюрских отложений отмечались прямые признаки газоносности, выразившиеся в высоких газопоказаниях (до 60%), разгазировании глинистого раствора и др.

Слабые, не поддающиеся замеру притоки газа получены из двух опробованных в колонне интервалов в скв. 2, залегающих в подошвенной части «куанышского» горизонта. В связи с аварией дальнейшие работы прекращены, и скважину ликвидировали.

Однако, предварительная интерпретация ГИС системой ИНГЕФ показала, что ниже глубины 3007,6 м, как в среднеюрских (3007,6-3026,0, 3030-3036,8, 3061,2-3064, 3078,4-3081,8, 3134,4-3135,4, 3141,2-3142, 3294,5-3297,8, 3303,8-3305, 3387,8-3390,2, 3476,3-3477,5, 3489,2-3489,8, 3491,6-3495,2, 3500-3500,8, 3501,8-3503,6, 3505-3506, 3507,8-3508,6, 3510,2-3514,2, 3574,5-3580 м), так и в нижнеюрских (3758,4-3784, 3808-3833,4 м) породах имеются коллекторы, характеризующиеся как продуктивные. Здесь необходимо отметить, что, учитывая значительную репрессию бурового раствора (уд. вес =  $1,52 \text{ г}/\text{см}^3$ ), в коллекторы рассматриваемых интервалов отложений нижней юры возможно глубокое проникновение

фильтра промывочной жидкости. В связи с этим при оценке по ГИС УВ-насыщенности возможно существенное занижение этого параметра.

В скв. 4 при опробовании ниже- и среднеюрских отложений зарегистрированы слабые (до 3,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут) притоки газа. Из-за отрицательных результатов по этому комплексу пород (скважины 1, 2, 3 и 4) дальнейшие работы на месторождении ориентированы на оконтуривание и подготовку к промышленному освоению газоносных объектов в разрезе верхнеюрских отложений.

В 1991 г. по итогам комплексного анализа данных бурения и ГИС подготовлена рекомендация на бурение дополнительной скважины с целью выяснения промышленной продуктивности ниже- и среднеюрских отложений, в которых получение отрицательных результатов при опробовании поисковых скважин связывалось с негативным влиянием применения утяжеленных глинистых растворов на водной основе. С целью исключения последнего, скважину рекомендовалось пробурить на известково-битумном растворе.

Согласно данной рекомендации заложена скв. 9, но, к сожалению, и она пробурена на обычном глинистом растворе, который для предотвращения аварийных выбросов (бурение в интервале залегания нижеюрских отложений сопровождалось постоянным разгазированием раствора) утяжеляли до 1,8 г/см<sup>3</sup>, и в результате этого при опробовании в открытом стволе (3975-3912 и 3959-3912 м) «куанышского» горизонта получили слабые притоки газа дебитом до 1,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Выделенные коллекторы в интервале залегания ниже- и среднеюрских отложений коррелируют со скв. 2, и часть из них на качественном уровне характеризуется как газонасыщенная. Опробование в колонне произвели в интервалах 2620-2595, 2565-2555 и 2520-2500 м (верхнеюрские отложения), в результате чего получили промышленный приток газа дебитом 574 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 18 мм штуцер. В 1997 г. скважина введена в эксплуатацию.

Таким образом, ниже- и среднеюрские отложения на месторождении Урга практически оказались не изучены.

Учитывая вышеизложенное, с целью расширения стратиграфического диапазона промышленной продуктивности рекомендовалось в дальнейшем бурение дополнительных скважин в районе скважин 4, 20, 9, 2, 1 со вскрытием палеозойских пород.

Месторождение с июля 2017 г. эксплуатируется СП ООО «Natural Gas-Stream». В рамках реализации Инвестиционного проекта «Проведение геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Сечанкуль, Акджар и Чимбай, а также разработка месторождений Урга, Акчалакской и Чандырской группы» в части разработки месторождения Урга проведен капитальный ремонт в 11 скважинах (47, 74, 2, 8, 5, 61, 6, 76, 48, 4, 27), забурка бокового ствола в шести скважинах (1, 51, 2, 8, 27, 9), а также пробурена оценочно-эксплуатационная скв. 101. По результатам данных работ зафиксированы промышленные притоки газа в верхнеюрских

отложениях в скважинах 1, 5, 6, 61. При испытании скважин 2, 4, 9 получены промышленные притоки газа в пластах 1, 5 и 8 терригенных отложений среднеюрского возраста. При выполнении оперативного подсчета запасов УВ в 2022 г. (показатели которого в настоящий анализ не вошли) прирост запасов по промышленной категории  $C_1$  составил 831 млн. м<sup>3</sup> газа и 14 тыс. т извлекаемого конденсата. Предварительно оцененные запасы УВ категории  $C_2$  более чем в 2 раза превышают запасы категории  $C_1$ , что дает основание на продолжение разведочных работ с целью детализации строения выявленных газоконденсатных залежей в разрезе среднеюрских терригенных отложений.

Также остались неизученными перспективы газоносности нижнеюрских терригенных отложений. С целью их опосредованного обнаружения необходимо бурение скважин со вскрытием и испытанием отложений нижнеюрского возраста.

У газоконденсатной залежи месторождения Кокчалак, расположенной в палеозойском комплексе пород, есть потенциал для наращивания запасов УВ. Доюрский комплекс пород на оцениваемой площади вскрыт всеми скважинами, но продуктивными оказались только верхнепалеозойские карбонатные отложения, обнаруженные в скв. 18 Акчалак под отложениями «куанышского» горизонта нижней юры. Верхнепалеозойские карбонатные отложения открыты на глубине 3276 м и пройдены до глубины 3293 м (всего 17 м). Комплексом ГИС они не охвачены. Из забойной части скважины подняты два образца керна (по 20 см каждый), представленные светло-серыми плотными доломитами.

Вскрытая часть палеозойских отложений опробована открытым стволом (эксплуатационная колонна спущена до глубины 3276 м и зацементирована на высоту 288 м от устья скважины), получен приток газа с конденсатом и незначительным количеством воды (химические анализы газа и воды не выполнялись, газоконденсатные исследования не проводились). Дебиты газа с увеличением диаметра штуцера от 4,2 до 13 мм изменялись от 67 до 294 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На 13 мм штуцере дебиты УВ составили: газа - 294 тыс. м<sup>3</sup>/сут; конденсата - 9,2 м<sup>3</sup>/сут; воды - 3,4 м<sup>3</sup>/сут.

Предполагается, что вскрытый разрез представлен карбонатными коллекторами сложного типа.

Доюрская поверхность - резко дифференцированная, носит складчато-глыбовый характер. Согласно принятой к подсчету запасов модели геологического строения месторождения, карбонатный резервуар, вскрытый скв. 18 Акчалак в пределах центрального тектонического блока, со всех сторон экранируется пермо-триасовыми и палеозойскими терригенными комплексами, представленными плотными непроницаемыми породами. Таким образом, газоконденсатная залежь, приуроченная к карбонатному выступу, является массивной, тектонически экранированной. Размытая поверхность выступа имеет

куполовидную форму.

Высота палеозойской залежи на дату подсчета запасов не установлена, поэтому к подсчету запасов принято минимально возможное значение, равное 17 м (до забоя скв. 18 Акчалак). ГВК установлен условно по забою скважины на абс. отм. «-3144 м», пластовое давление - 403 ата. Эффективная газонасыщенная мощность составляет 9,1 м (54% от вскрытой мощности палеозоя). Остальные подсчетные параметры (коэффициенты пористости и газонасыщенности, поправки и др.) взяты по аналогии с месторождением Карачалак. Подсчитанные запасы газа отнесены к категории С<sub>1</sub>, а конденсата – к категории С<sub>2</sub>.

В контуре палеозойской залежи оказалась только скв. 18 Акчалак. Совершенно очевидно, что это месторождение не доразведано по палеозойскому комплексу пород. Скважина попала в зону, граничную с разломом, несущим функцию проводящего канала. Анализ сейсмического материала показывает, что газоконденсатная залежь, приуроченная к приподнятому блоку, с периферийной части экранируется тектоническими нарушениями и плотными непроницаемыми породами. Можно предположить, что высота выявленной залежи может достигать 150-200 м.

В связи с вышеизложенным, целесообразно доразведать палеозойскую залежь, что позволит прирастить запасы УВ промышленных категорий в объеме не менее 1-2 млрд. м<sup>3</sup>.

В результате анализа и обобщения имеющегося геолого-геофизического материала по отдельным месторождениям, открытым на ранних стадиях геологоразведочного процесса в Устюртском регионе, возможно увеличение сырьевой базы, несмотря на то что некоторые из них находятся на поздней стадии разработки.

### Заключение

Анализ динамики прироста запасов УВ-сырья в пределах Устюртского региона свидетельствует о том, что основной их положительный скачок приходится на годы, когда осуществлялась разведка или окончательный подсчет запасов на крупных по запасам УВ месторождениях: в 1965 г., 1968 г. - 100% прирост за счет крупного месторождения Шахпахты; 1992 г. (99,2%), 1994 г. (83,3%) - за счет месторождения Урга; 2001-2002 гг. (77,8%-81,2%) - за счет месторождения Шаркий Бердак; 2003-2004 гг. (100%-93,5%) - за счет месторождений Сургил и Шаркий Бердак; 2005 г. (97,1%) - за счет месторождения Сургил; 2009-2012 гг. (58,4%-85,4%) - за счет месторождения Бердак-Шимолий Бердак.

В целом за весь период освоения Устюртского региона прирост запасов на крупных по запасам УВ месторождениях (Шахпахты, Урга, Сургил, Шаркий Бердак, Бердак-Шимолий Бердак и Арслан) составляет 77,1%.

Аналогично выглядит и динамика добычи УВ-сырья, которая напрямую зависит от

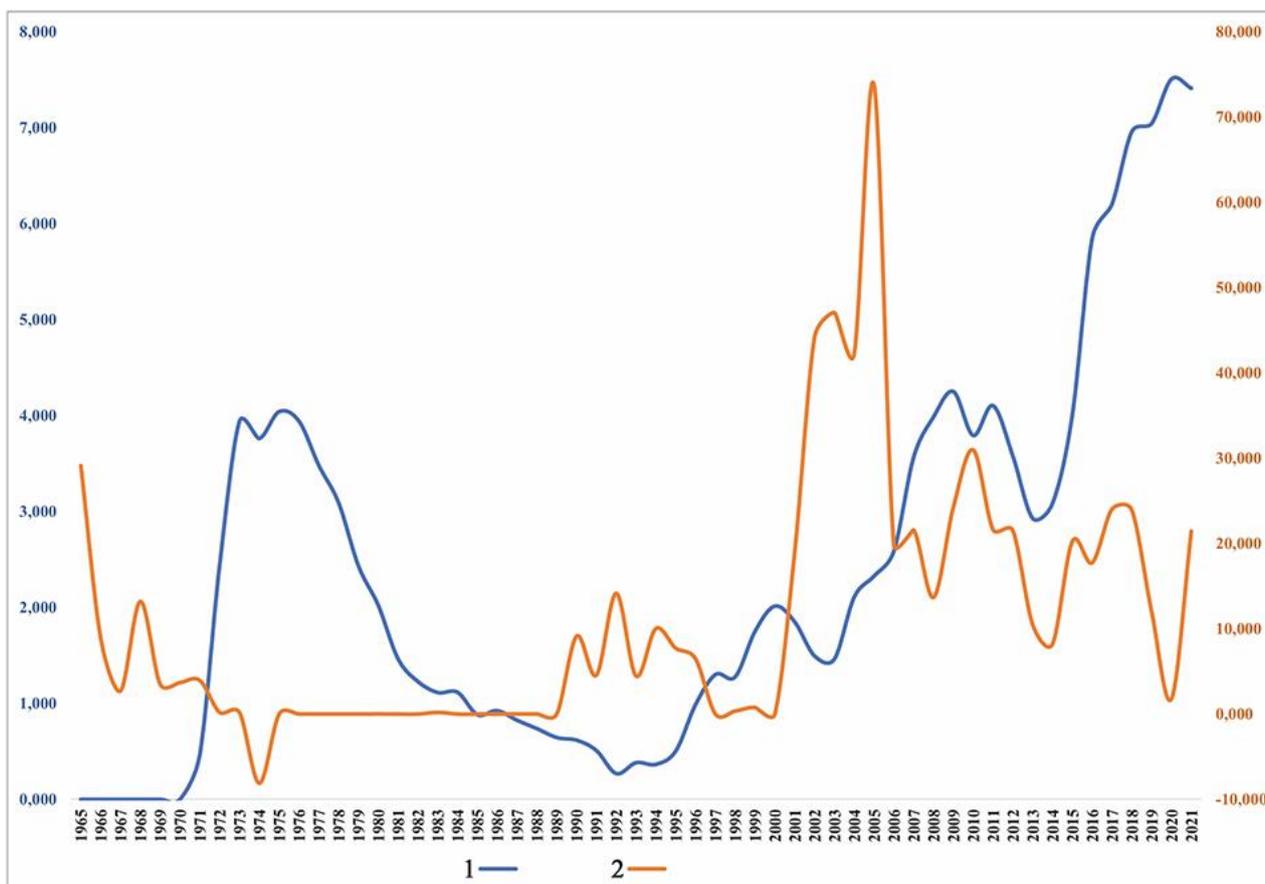
величины по запасам УВ-месторождений, находящихся в разработке. Здесь отмечены четыре разновеликих пика роста показателя добычи УВ за весь период разработки месторождений Устьюртского региона.

Первый пик роста добычи относится к 1973-1976 гг., и 100% от суммарной добычи по Устьюртскому региону - к месторождению Шахпахты.

Второй пик роста наблюдается в 2000 г., где 92,7% от суммарной добычи по региону приходится на месторождение Урга.

Третий по счету пик роста можно отнести к периоду 2009-2011 гг., когда долевое участие добычи из крупных по запасам месторождений (Сургил, Шаркий Бердак) составляет 77%-78% от суммарной добычи УВ по региону.

Четвертый пик роста добычи УВ, который наблюдается и в настоящее время (период 2017-2020 гг.), когда доля ежегодной добычи УВ-сырья из крупных по запасам месторождений достигает значений 96,6% от суммарной добычи УВ Устьюртского региона (рис. 9).



**Рис. 9. Графики динамики добычи и прироста запасов углеводородного сырья Устьюртского региона**

*1 - добыча углеводородов, млн. т у. т., 2 - прирост углеводородов, млн. т у. т.*

В целом за весь период освоения Устюртского региона добыча из крупных по запасам УВ месторождениям составляет 97,1%.

На данной стадии изученности Устюртского региона долевое участие крупных по запасам УВ месторождений в суммарном приросте и добыче УВ является доминирующим.

Поводя итог результатов проведенных геологоразведочных работ и сопоставляя 3 (1999-2021 гг.) и 1 (1963-1990 гг.) этапы, можно резюмировать, что количество начальных запасов УВ в Устюртском регионе увеличилось в 9,5 раза, а накопленная добыча УВ - в 3,4 раза.

### Литература

*Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. - Ташкент, Изд-во «Zamin Nashr», 2019. - 820 с.

*Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. [http://www.ngtp.ru/rub/2019/10\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/10\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019)

*Богданов А.Н.* Современное состояние и структура углеводородной базы Республики Узбекистан // Нефтяная провинция. - 2019. - № 4 (20). - С. 36-48. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.36-48>

*Богданов А.Н., Хмыров П.В.* История развития и современное состояние сырьевой базы углеводородов Устюртского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. DOI: [http://www.ngtp.ru/rub/2022/4\\_2022.html](http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/4\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2022)

**Bogdanov A.N., Khmyrov P.V., Abduraimov M.Kh., Tukhtaev R.R.**

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields (IGIRNIGM), Tashkent, Republic of Uzbekistan, [igirnigm@ing.uz](mailto:igirnigm@ing.uz)

## DYNAMICS OF RESERVES AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS IN THE USTYURT REGION

*The article briefly outlines the results of exploration activity for oil and gas within the Ustyurt region of the Republic of Uzbekistan. Information is presented on the history of discoveries and development of fields in the Ustyurt region for the entire period of geological exploration activity for oil and gas, information on annual production, growth of hydrocarbon reserves and cumulative production for the entire period of development. The authors divided the entire period of geological exploration into 3 stages, in each of which the initial reserves and cumulative production are distributed over stratigraphic sections.*

*The article attempts to justify such a division based on the analysis and generalization of the state of the hydrocarbon resource base, the degree of its exploration and development.*

*As a result of summarizing the initial geological and geophysical information on individual accumulations of hydrocarbon, the authors performed a brief analysis of exploration activity and made proposals on the prospects for further increasing their resource potential with subsequent development, requiring the involvement of modern methods in the process.*

*It is concluded that in the Ustyurt region, in which in recent years, thanks to the initiatives of the heads of state, large-scale exploration activity has been launched, which allowed increasing hydrocarbon reserves almost annually, due to the discovery of new accumulations and exploration of previously identified sites, which was the basis for the development petroleum industry of the country.*

**Keywords:** *petroleum field, hydrocarbon reserves growth, hydrocarbon production, geological exploration activity, Ustyurt region, Republic of Uzbekistan.*

### References

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Mestorozhdeniya nefti i gaza Respubliki Uzbekistan* [Oil and gas fields of the Republic of Uzbekistan]. Tashkent, Izd-vo «Zamin Nashr», 2019, 820 p.

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ustyurtskom regione Respubliki Uzbekistan* [Current state and development prospects of exploration activity for oil and gas in the Ustyurt region (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2019, vol. 14, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/10\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/10\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019)

Bogdanov A.N. *Sovremennoe sostoyanie i struktura uglevodorodnoy bazy Respubliki Uzbekistan* [The current state and structure of the hydrocarbon resources of the Republic of Uzbekistan]. *Neftyanaya provintsiya*, 2019, no. 4 (20), pp. 36-48. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.36-48>

Bogdanov A.N., Khmyrov P.V. *Istoriya razvitiya i sovremennoe sostoyanie syr'evoy bazy uglevodorodov Ustyurtskogo regiona* [History of development and current state of the hydrocarbon resource base economy of the Ustyurt region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2022, vol. 17, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2022/4\\_2022.html](http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/4\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2022)

© Богданов А.Н., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р., 2023

