

УДК: 622.276

ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРГА

Мухаммадиев Хамидулло Муродиллаевич¹ – доктор философии по техническим наукам, доцент, ORCID: 0000-0001-9434-4207, E-mail: hammuh@mail.ru

Аббасова Саидахон Акмал кизи² – доктор философии по геолого-минералогическим наукам, доцент, ORCID: 0000-0002-9571-2515, E-mail: saidakhon.abbasova@gmail.com

Агзамова Севара Авазовна² - доктор философии по геолого-минералогическим наукам, доцент, ORCID: 0000-0002-9948-5137, E-mail: atabekagzamov@mail.ru

Кудайбергенов Бекзод Тлеуберген угли² – магистрант, ORCID: 0000-0002-9571-2515, E-mail: bekokuday@gmail.com

¹Каршинский государственный технический университет, г. Карши, Узбекистан

²Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Узбекистан

***Аннотация.** Приведены геолого-физические характеристики многопластового газоконденсатного месторождения Урга. С использованием метода материального баланса оценены дренируемые запасы газа. Установлена низкая эффективность разработки месторождения на основе сопоставления запасов, рассчитанных объемным методом, и динамики падения пластового давления. Выявлены геологические и технологические факторы, осложняющие процесс добычи газа. Предложены рекомендации по повышению эффективности разработки месторождения.*

***Ключевые слова:** регион, пласт, отложения, объект, метод, динамика, запас, извлечения, газоконденсатное месторождение, материальный баланс, эффективность разработки, падение давления.*

УО‘К: 622.276

URGA KO‘P QATLAMLI KONINI MUAMMOLARI VA O‘ZLASHTIRISH SAMARADORLIGINI OSHIRISH YO‘LLARI

Muhammadiyev Hamidullo Murodillayevich¹ – texnika fanlari bo‘yicha falsafa doktori, dotsent

Abbasova Saidaxon Akmal qizi² – geologiya-mineralogiya bo‘yicha falsafa doktori, dotsent

Agzamova Sevара Avazovna² – geologiya-mineralogiya bo‘yicha falsafa doktori, dotsent

Kudaybergenov Bekzod Tleubergen o‘g‘li² – magistr talabasi

¹Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi sh., O‘zbekiston

²Islom Karimov nomidagi Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent sh., O‘zbekiston

***Annotatsiya.** Ko‘p qatlamli Urga kondensat konining geologik-fizik sharoitlari keltirilgan. Material balans usulida ishlab chiqarish bilan qamrab olingan gaz zahirlari baholangan. Hajmiy va bosim tushishi usullarida hisoblangan taqqoslash orqali konni ishlatish samaradorligini patsligi aniqlangan. Gaz qazib olish jarayonini murakkablashtiruvchi geologik va texnologik sabablar ko‘rsatilgan. Konni ishlatish samaradorligini oshirish bo‘yicha tavsiyalar berilgan.*

***Kalit so‘zlar:** hudud, qatlam, cho‘kindi, obyekt, usul, dinamika, zahira, qazib olish, gazkondensat kon, ishlatish, material balans, ishlatish samaradorligi, bosim tushishi.*

UDC: 622.276

PROBLEMS AND WAYS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF THE URGA MULTI-LAYER GAS CONDENSATE FIELD

Mukhammadiev Khamidullo Murodillaevich¹ – Doctor of Philosophy in Technical Sciences, Associate Professor

Abbasova Saidakhon Akmal kizi² – Doctor of Philosophy in geological and mineralogical Science, Associate Professor

Agzamova Sevara Avazovna² – Doctor of Philosophy in geological and mineralogical science, Associate Professor

Kudaybergenov, Bekzod Tleubergen ugli² – master's student

¹Karshi State Technical University, Karshi city, Uzbekistan

²Taskent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent city, Uzbekistan

Abstract. *The geological and physical conditions of the multi-layer gas condensate field Urga are presented. Using the material balance method, the drainable gas reserves were estimated. Low efficiency of field development was established based on a comparison of reserves calculated using the volumetric method and the dynamics of reservoir pressure decline. The geological and technological reasons complicating the process of gas extraction are shown. Recommendations are proposed to improve the efficiency of field development.*

Key words: *region, reservoir, deposits, object, method, dynamics, reserve, extraction, gas condensate field, material balance, development efficiency, pressure drop.*

Введение

В последние годы наблюдается снижение добычи углеводородов, в том числе газа, как по Узбекистану в целом, так и по основному Бухаро-Хивинскому нефтегазоносному региону. Основной причиной данного явления является относительно высокая выработанность запасов газа в разрабатываемых месторождениях, величина которой в целом по Узбекистану составляет 57%, а по Бухаро-Хивинскому региону — 64%.

В настоящее время проводятся исследования по уточнению геологического строения и обоснованию эффективных систем их разработки [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Анализ результатов этих исследований показывает, что несмотря на предложенные многочисленные технические и технологические решения данная проблема не решена полностью.

В связи с этим исследование направленное на повышение темпа отбора и степени извлечения запасов газа из Устюртского региона является одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли Узбекистана.

Одним из эффективных методов решения данной проблемы является анализ и обобщение результатов разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации.

В данных условиях одним из основных путей стабилизации добычи газа в Узбекистане является увеличение интенсивности поисково-разведочных работ в Устюртском нефтегазоносном регионе и повышение эффективности разработки открытых месторождений. К настоящему времени из месторождений данного региона извлечено всего 21% запасов газа, а темпы его отбора значительно ниже (1,6%), чем среднее значение этого параметра по Узбекистану (2,7%).

Материалы

По состоянию на 01.01. 2023 г. в Устюртском нефтегазоносном регионе открыто 27 месторождений углеводородного сырья, из них газовые – 1 (3,7%), нефтегазоконденсатные -1 (3,7%), газоконденсатные - 25 (92,6%). Одним из основных характеристик открытых месторождений является их многопластовость. Вследствие этого требуется особый подход при обосновании объекта разработки и процесса извлечения газа.

Одним из первых открытых (1990 г.) и введенных в разработку (1995 г.) является газоконденсатное месторождение Урга.

На месторождении Урга в отложениях верхней юры, представленных терригенными коллекторами, выделены 8 продуктивных пластов (J_3^1 , J_3^2 , J_3^{2a} , J_3^3 , J_3^5 , J_3^6 , J_3^7 , J_3^8), по которым были подсчитаны и утверждены запас газа, конденсата и сопутствующих компонентов. Основные параметры продуктивных пластов изменяются в широких пределах: площадь газоносности от $3319 \cdot 10^3 \text{ м}^2$ до $52319 \cdot 10^3 \text{ м}^2$; средняя глубина залегания от 2363 м до 2820 м; газонасыщенная толщина от 1,7 м до 9,7 м; открытым пористость от 18% до 23%;

газонасыщенность от 73% до 84%. Газ является бессернистым с относительной плотностью 0,638.

Структура месторождения Урга представляет собой брахиантиклинальную складку грушевидной формы, вытянутую в северо-западном направлении, ее размеры по изогипсе – 2220 м: длина - 9,0 км, ширина (по центру) - 7,0 км, высота - 50,0 м. Складка осложнена двумя небольшими куполами (рис.1)

Разработка месторождения начата 27.08.1995 г. с вводом в эксплуатацию (по горизонтам J_3^1 , J_3^2 , J_3^3) трех поисково-разведочных скважин (скв. 4, 6, 8).

На месторождении Урга общий пробуренный фонд составляет 44 скважины, в том числе 11 разведочных (табл. 1).

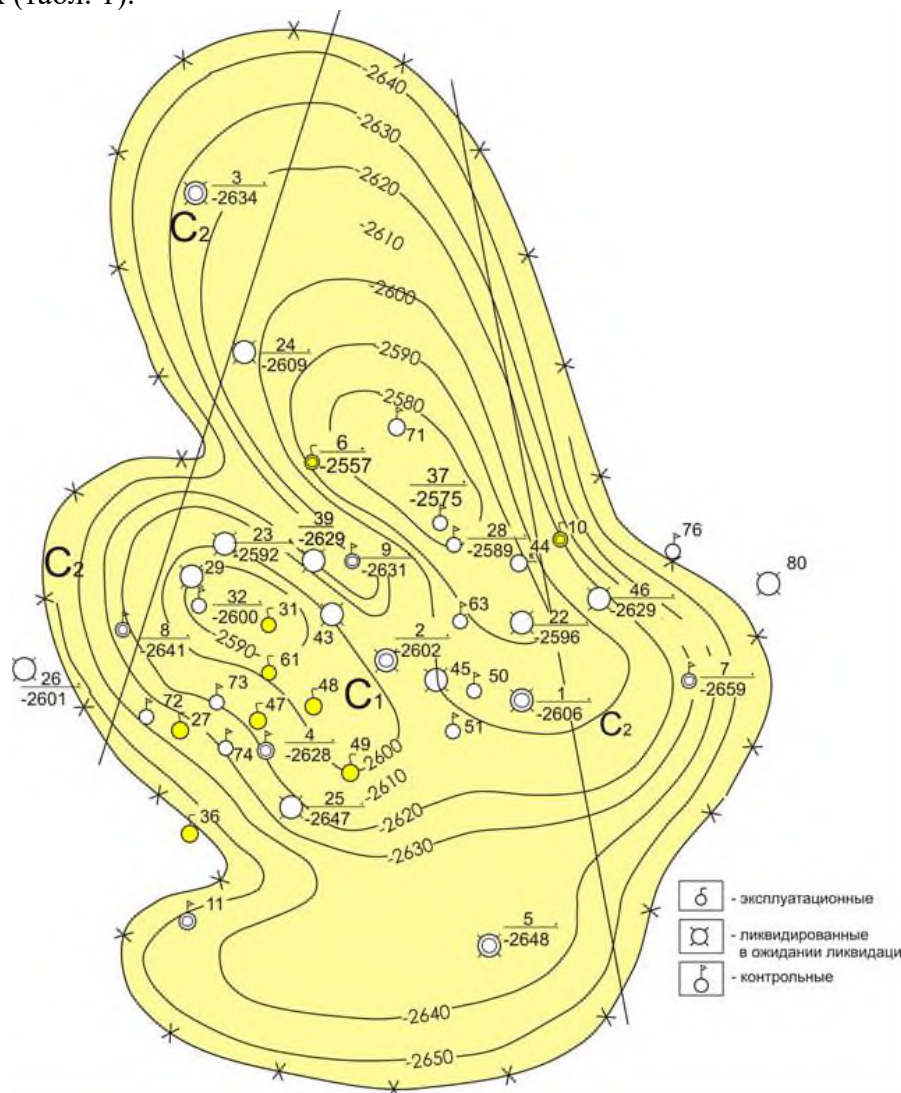


Рис. 1. Структурная карта по горизонту J_3^7 месторождения Урга.

Из всего фонда скважин: действующих - 9ед. (скв. №№ 6, 10, 27, 31, 36, 47, 48, 49, 61); контрольные – 20 ед. (скв. №№ 4, 7, 8, 9, 11, 20, 28, 30, 32, 37, 43, 44, 50, 51, 63, 71, 72, 73, 74, 76); в ожидании ликвидации – 6 ед. (скв. №№ 24, 26, 29, 39, 46, 80); ликвидированных – 9 ед. (скв. №№ 1, 2, 3, 5, 21, 22, 23, 25, 45).

Разведочные и эксплуатационные скважины имеют однотипную облегченную конструкцию:

- кондуктор (299 мм), глубина спуска 71-1197 м;

- промежуточная колонна (219 мм), глубина спуска 1249-3695 м;

- эксплуатационная колонна (140 или 146 мм), глубина спуска 2562-4211 м (в скв. 27, 28, 31, 37, 46, 47, спущена комбинированная эксплуатационная колонна (146x140 мм), глубина спуска 2411-2749 м.

Ствол скважины сообщается с пластом путем кумулятивной перфорации (ПК-80, ПК-103, ПК-105, ПКО-89, ПКС-65, ПКС-73, ПКС-80, ЗПКО-89, КПРОУ-65), открытым стволом (скв. №9), пескоструйной перфорацией (скв. №10) и спуском фильтра (скв. № 30, 37, 46, 47).

В эксплуатационных скважинах спущены в основном лифтовые трубы $\varnothing 73$ мм, имеются и комбинированные колонны лифтовых труб $\varnothing 73 \times 89$ мм (скв. №№ 20,21). Глубина спуска лифтовых труб от 2174 м до 2662 м.

Таблица 1

Состояние фонда скважин на месторождении Урга

Категория скважин	Количество скважин	Номера скважин
Действующие	9	6, 10, 27, 31, 36, 47, 48, 49, 61
Контрольные	20	4, 7, 8, 9, 11, 20, 28, 30, 32, 37, 43, 44, 50, 51, 63, 71, 72, 73, 74, 76
Бездействующие, в ожидании ликвидации	6	24, 26, 29, 39, 46, 80
Ликвидированные	9	1, 2, 3, 5, 21, 22, 23, 25, 45
Всего:	44	

Как видно из рис.2, пик добычи газа и конденсата в количестве 1565474 тыс. м³ и 34408 т достигнут в 2000 году при максимальном фонде газодобывающих скважин 23 ед. С 2001 г. идет снижение добычи газа и конденсата, при этом с 2003 г. по 2008 г. добыча снижена более чем в 3 раза.

По мере отбора газа идет естественное снижение пластового давления и увеличение воды в добываемом газе (рис.3). Увеличение воды в добываемом газе стало одной из причин бездействия 26 скважин.

Сбор газа на месторождении Урга осуществляется по лучевой схеме. Газ, по индивидуальным шлейфам диаметром 159 x 11 мм и длиной 1250-3477 м поступает на УКПГ «Урга» с целью его подготовки, т.е. получают очищенный и осушенный газ горючий и природный и стабильный газовый конденсат.

Предварительно подготовленный на УКПГ общий поток газа по соединительному газопроводу диаметром 530 x 8 мм и протяженностью 14 км подается в магистральный газопровод «Бухара-Урал».

По состоянию на 01.01. 2020 г. из месторождения извлечено 13497 млн. м³ газа, что составляет 36,02 % от начальных запасов по категории А+В+С и 28,74% от начальных запасов по категории А+В+С₁+С₂. Коэффициент извлечения конденсата - 31,4%.

Достигнутое значение коэффициента извлечения газа свидетельствует о низкой эффективности разработки газоконденсатного месторождения Урга. Установление причин низкой эффективности разработки данного месторождения является актуальной проблемой, так как позволит избежать допущенные ошибки на новых осваиваемых месторождениях.

Методы

Оценка дренируемых запасов газа является обязательной при анализе разработки методом падения пластового давления, так как позволяет определить вовлеченные в разработку (на дату оценки) запасы. Точность определения этих запасов во многом обусловлена достоверностью данных по динамике пластового давления в залежи и суммарного отбора газа из нее [7].

Уравнение материального баланса, используемое в качестве основы метода падения пластового давления для подсчета запасов газа, имеет вид [8]:

$$P_{ср.т}/Z_{ср.т} = P_{срн}v_n/Z_{срн}v_t - Q_{от}P_{ат}T_{пл}/T_{ст}v_n, \quad (1)$$

где $P_{ср.т}$, $P_{срн}$ – текущее и начальное средние пластовые давления, $Z_{ср.т}$, $Z_{срн}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при $P_{ср.т}$, $P_{срн}$ и $T_{плб}$, v_n , v_t – начальный и текущий газонасыщенные объемы залежи. При газовом режиме газоносный объем залежи остается неизменным, т.е.

$$v = v_n = v_t = const. \quad (2)$$

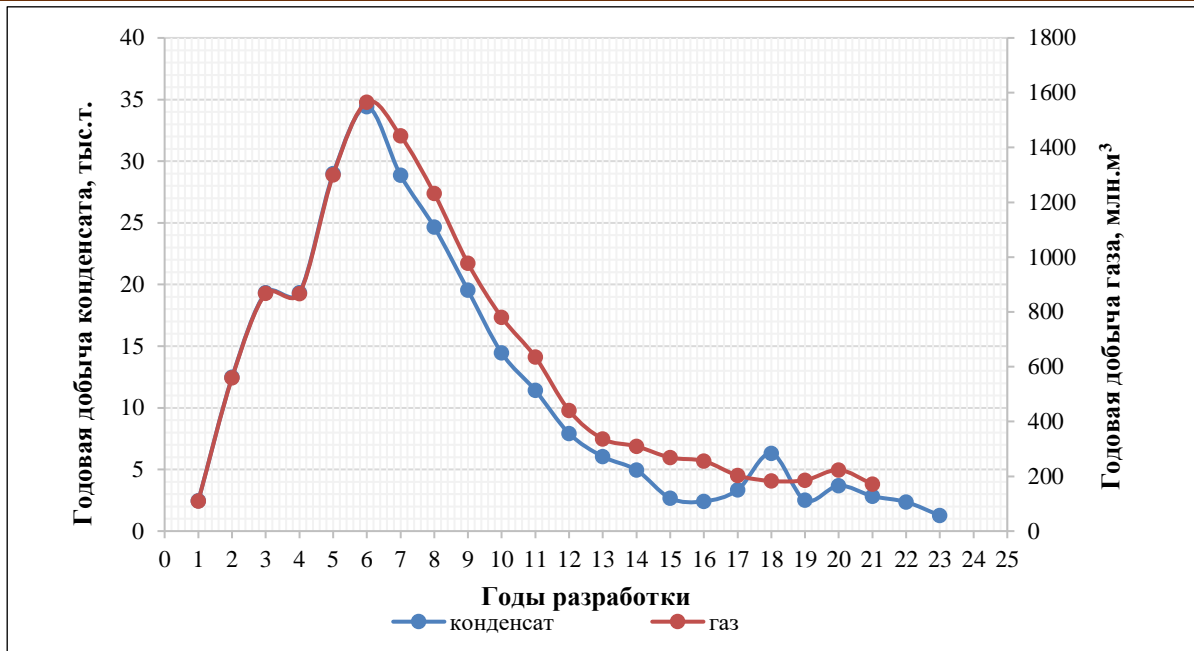


Рис.2. Динамика добычи газа и конденсата из газоконденсатного месторождения Урга

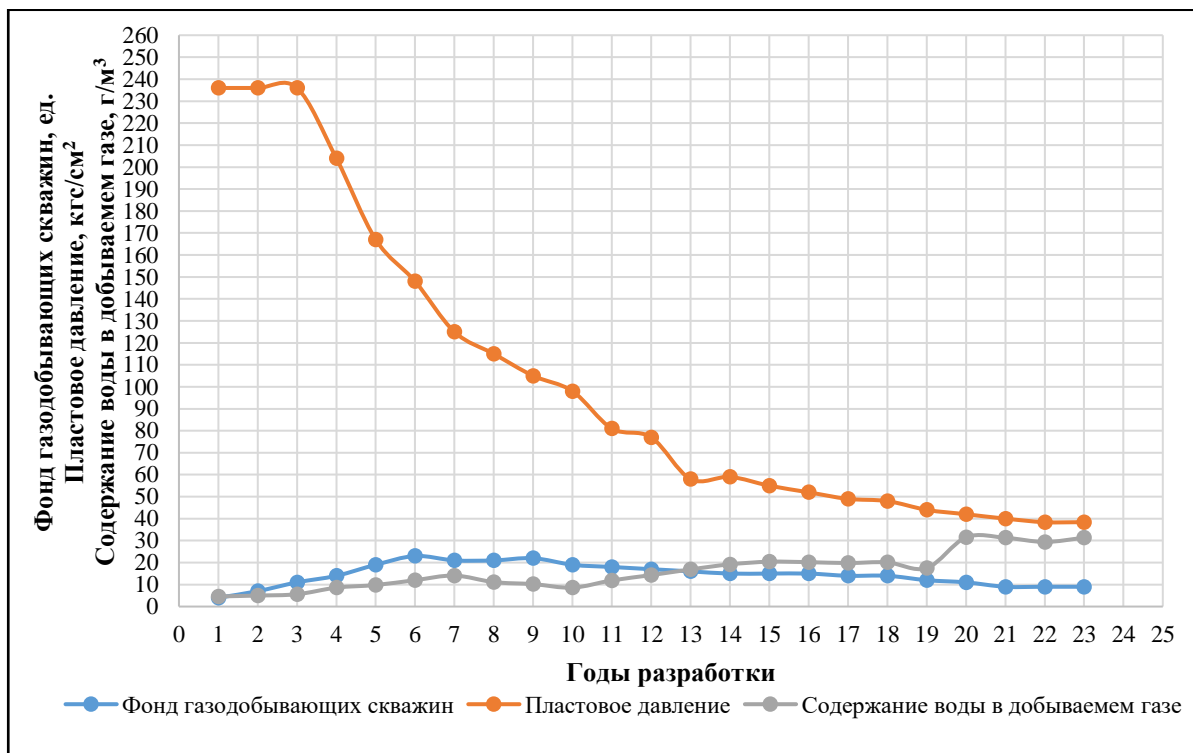


Рис.3. Динамика фонда газодобывающих скважин, пластового давления и содержания воды в добываемом газе

Газовый режим имеет место при низких фильтрационных параметрах пористой среды в газоносной зоне, где фильтрация воды затруднена при ограниченных упругих запасах водоносного бассейна. Искусственно газовый режим залежи можно создать путем сверхвысоких темпов отбора газа из газоносной зоны, когда вторжение воды не успевает за отбором газа.

Введя обозначения $\bar{P} = P/z$ и $\alpha = 293,15 \nu / 1,033 T_{пл}$, формулу (2) можно представить в виде

$$\bar{P}_m = \bar{P}_n - Q_{от}(t)/\alpha. \quad (3)$$

Обработывая данные, полученные в процессе разработки месторождения в координатах \bar{P}_T от $Q_{от}(t)$ определяют величину α и, зная ее значение, вычисляют запасы газа по формуле:

$$Q_{зан} = \alpha \bar{P}_n. \quad (4)$$

Несмотря на незначительный объем и разрозненность имеющихся данных по динамике пластового давления, получена достаточно хорошая графическая зависимость изменения приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из залежи, с коэффициентом корреляции 0,9256 представленная на рис 4.

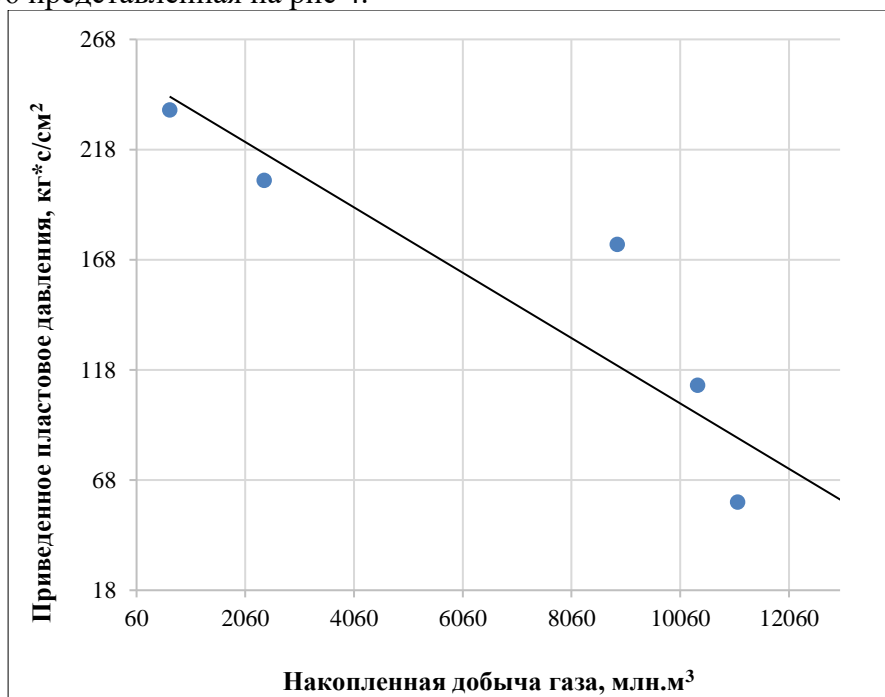


Рис.4. Зависимость накопленной добычи газа от приведенного пластового давления

Зависимость между суммарным отбором газа ($Q_{от}$) и приведенного пластового давления (\bar{P}) для месторождения Урга описывается формулой следующего вида:

$$Q_{от} = (\bar{P}_н - \bar{P}_т) / 0,015. \quad (5)$$

Из формулы (5) получаем, что при $\bar{P}_т$ равной 30; 20; 10 и 0 кг/см² дренируемые запасы газа соответственно составляют 14800; 15466; 16133 и 16800 млн.м³, что полностью соответствует фактическим данным.

При обосновании стратегии разработки газоконденсатного месторождения Урга все пласты юрских терригенных отложений были приняты как единый объект разработки. Теоретические и практические критерии объединения пластов рассмотрены в многочисленных работах [9, 10, 11, 12 и др.].

Эти критерии условно делятся на геологические, гидродинамические, технологические и экономические. Рассмотрим, насколько геолого-физические условия и технико-технологические параметры месторождения Урга соответствует этим критериям:

- принадлежность продуктивных пластов к единому этажу газоносности, типу пород, незначительные различия свойств газа и конденсата, пластового давления и температуры являются положительными факторами;

- большое различие в глубинах залегания пластов и их неразобщенность, пористости, газонасыщенности являются отрицательными факторами;

- сокращение количества и затрат на бурение газодобывающих месторождений, систему сбора их продукции стало основным фактором объединения продуктивных пластов в единый объект разработки.

Низкая эффективность разработки газоконденсатного месторождения Урга также обусловлена:

- недостаточной геологической изученностью (наличие запасов газа категории С₂ превышает 20%);

- неравномерным разбуриванием площади газоносности (скважины сосредоточены в зонах развития двух куполов).

Заклучение

Основные стратегические направления для извлечения остаточных запасов газа на месторождении Урга:

- проведение геолого-технических мероприятий по увеличению коэффициента охвата газонасыщенного объема (бурение наклонных стволов, изоляция водопритоков, дострел газонасыщенных интервалов в бездействующих скважинах);

- обоснование мест заложения новых скважин по результатам этих работ.

В результате анализа текущего состояния разработки газоконденсатного месторождения Урга можно заключить, что низкая эффективность его разработки связана как с геологическими, так и технологическими факторами. Исходя из геологического строения и параметров продуктивных пластов целесообразным является в юрских отложениях выделить несколько объектов путем объединения пластов с близкими геолого-физическими условиями, а система их разработки должна быть осуществлена последовательно из нижних до верхних объектов.

Литература

- [1] Беков Б.Х., Ахметчанов Н.Н., Жамилов А.Ф., Хамидов Ш.Ш. Методы разработки многопластовых газоконденсатных месторождений на примере месторождения Устюртского региона //Universum: Технические науки: электронный журнал. –Москва, 2023. -№7(643). –с.63-70.
- [2] Назаров У.С., Суннатов М.С., Шевцов В.М., Беков Б.Х. Совмещение задач разведки и разработки месторождений углеводородов //Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2023. -№1. – С.64-70.
- [3] Назаров У.С., Суннатов М.С., Абдурахмонов Р.Е., Валиев М.Р. Современные представления о геологическом строении и принципы разработки месторождений Устюртского региона //Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2023. -№2. – С.17-24.
- [4] Беков Б.Х., Асадова Х.Б., Шарапов А.А. Кўп қатламли газ ва газконденсат конларини самарали ишлатишдаги технологик ечимлар //Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2023. -№3. – С.16-23.
- [5] Шевцов В.М., Беков Б.Х., Игамбердиева Л.З. Особенности закачивания скважин Устюртских глубокопогруженных залежей // Universum: Технические науки: электронный журнал. –Москва, 2024. -№6(123). –с.69-71.
- [6] Shevtsov Vladimir Mikhailovich, Bekov Bekzod Khusanovich, Igamberdiyeva Lobar Zoirovna, Improving the design of development of Ustyurt hydrocarbons deposits, International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. Vol.11, Issue 7, July 2024. Pp. 22010-22013.
- [7] Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. – Москва: Недра, 1988. - 575 с.
- [8] Алиев З. С., Бондаренко В. В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. - Печора: “Печорские время”, 2002. - 814 с.
- [9] Некоторые вопросы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. (Вопросы - ответы) // Бюллетень. – Москва: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2004. -№4. – 84 с.
- [10] Мухаммадиев Х. М., Насиханов Л. Н. Особенности разработки многопластовых газоконденсатных месторождений // Сб. тезисов «Нефти и газ – 2017», - Ташкент, 2017, - С.36.
- [11] Молдабаева Г.Ж., Агзамов А.Х., Аббасова С.А., Сулейменова Р.Т., Мухаммадиев Х.М. Факторы влияющие на коэффициент извлечения газа на газоконденсатных месторождениях с аномально высоким пластовым давлением //Нефть и газ. – Алмата, 2022. – №3(129). – С. 66-83.
- [12] Эрматов Н.Х. Исследования геолого-физических технологических факторов, определяющих эффективность заводнения нефтяных залежей пластового типа // Монография. – Ташкент, 2020. -158с.