

УДК 622.276

АНАЛИЗ УСЛОВИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ЧАСТЕЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Агзамов Аваз Хамидуллаевич¹-доктор технических наук, профессор,
ORCID: 0000-0002-9948-5137, E-mail: agzamovavaz@tdtu.com

Махмудов Назирила Насимханович²-доктор технических наук, профессор,
ORCID: 0009-0005-1148-4180, E-mail: nazirillamaxmudov@gmail.com

Аббасова Саида Акмал кизи³- доктор философии по геологическим и минералогическим наукам (PhD), ORCID: 0000-0002-9571-2515, E-mail: abbasovasaida178@gmail.com

Агзамова Севара Авазовна² - доктор философии по геологическим и минералогическим наукам (PhD), ORCID: 0009-0004-7449-7475, E-mail: agzamova.sevara@inbox.ru

Насимхонов Лутфулло Назрилло угли⁴ - доктор философии по техническим наукам
ORCID: 0009-0004-8980-5813, E-mail: nasimxonovlutfullo@gmail.com

Мустафаев Жамшид Муртаза угли²- докторант (PhD),
ORCID: 0009-0004-9580-5243, E-mail: mustafayevjamshid56@gmail.com

¹Каршинский государственный технический университет, г. Карши, Узбекистан

²Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова,
г. Ташкент, Узбекистан

³“EPSILON DEVELOPMENT COMPAN” ИП ООО, г.Ташкент, Узбекистан

⁴“Uz-Gas Projects” ООО, Ташкент, Узбекистан

***Аннотация.** Приведены результаты изучения условия фонтанирования скважин нефтегазоконденсатных месторождений при системах разработки с первоочередным отбором нефти при консервации газа газовой шапки и совместной эксплуатации нефтяной и газоконденсатной частей залежи. Показаны геологические и технологические факторы приведшие к низкой эффективности разработки месторождения с первоочередным отбором нефти при консервации газа газовой шапки. Проанализированы технологические показатели разработки месторождения послеперехода на совместный отбор нефти и газа. Проведёнными расчетами обосновано, что фонтанирование скважин обеспечивается за счет прорывного газа из газовой шапки.*

***Ключевые слова:** месторождение, залежь, скважина, способ, фонтан, условие, фактор, параметр, нефть, газ, свойство, газлифт.*

UDC: 622.276

ANALYSIS OF WELL GUSHING CONDITIONS DURING THE JOINT DEVELOPMENT OF OIL AND GAS PARTS OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELDS

Agzamov, Avaz¹-Doctor of Technical Sciences, Professor,

Makhmudov, Nazirila²-Doctor of Technical Sciences, Professor,

Abbasova, Saida³- Doctor of Philosophy in Geological and Mineralogical Sciences (PhD),

Agzamova, Sevara²-Doctor of Philosophy in Geological and Mineralogical Sciences (PhD),

Nasimxonov, Lutfullo⁴ - Doctor of Philosophy in Technical Sciences

Mustafayev, Jamshid²- Doctoral student

¹Karshi State Technical University, Karshi city, Uzbekistan

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

³"EPSILON DEVELOPMENT COMPAN" IE LLC, Tashkent city, Uzbekistan

⁴“Uz-Gas Projects” LLC, Tashkent city, Uzbekistan

***Abstract.** The article presents the results of studying the conditions for well gushing in oil and gas condensate fields under development systems with priority oil extraction and gas cap gas*

conservation, as well as the joint operation of the oil and gas condensate parts of the deposit. The article also discusses the geological and technological factors that led to the low efficiency of oil extraction and gas cap gas conservation. The article analyzes the technological indicators of field development after switching to joint oil and gas extraction. The calculations show that well gushing is ensured by breakthrough gas from the gas cap.

Keywords: deposit, reservoir, well, method, fountain, condition, factor, parameter, oil, gas, property, gaslift.

UO‘K: 622.276

NEFT VA GAZ KONDENSAT KONLARINING NEFT VA GAZ QISMLARINI BIRGALIKDA QAZIB OLISHDA QUDUQLARNI FAVVORA QILISH SHARTLARINI TAHLIL QILISH

Agzamov Avaz Xamidullayevich¹-Texnika fanlari doktori, professor

Maxmudov Nazirila Nasimxonovich²-Texnika fanlari doktori, professor

Abbasova Saida Akmal qizi³-Geologiya-mineralogiya fanlari bo‘yicha falsafa doktori (PhD)

Agzamova Sevara Avazovna²-Geologiya-mineralogiya fanlari bo‘yicha falsafa doktori (PhD)

Nasimxonov Lutfullo Nazrillo o‘g‘li⁴-texnika fanlari bo‘yicha falsafa doktori

Mustafayev Jamshid Murtazo o‘g‘li²- doktorant

¹Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi shahri, O‘zbekiston

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

³"EPSILON DEVELOPMENT COMPANY" MCHJ XK, Toshkent shahri, O‘zbekiston

Annotatsiya. Gaz do‘ppisining gazini saqlab qolish va konning neft va gaz kondensati qismlarini birgalikda ishlatish paytida neftni birinchi navbatda tanlab olish bilan qazib olish tizimlarida neft va gaz kondensati konlari quduqlarini favvora qilish shartlarini o‘rganish natijalari keltirilgan. Gaz do‘ppisining gazini saqlashda neftni birinchi navbatda tanlab olish bilan konni qazib olishning past samaradorligiga olib kelgan geologik va texnologik omillar ko‘rsatilgan. Neft va gazni birgalikda tanlash uchun yer osti konini qazib olishning texnologik ko‘rsatkichlari tahlil qilindi. Hisob-kitoblarga ko‘ra, quduqlarning favvorasi gaz do‘ppisidan chiqadigan gaz tufayli ta‘minlanadi.

Kalit so‘zlar: kon, uyum, quduq, favvora usuli, omil, ko‘rsatkich, neft, gaz, gazlift.

Введение

Долгосрочная эксплуатация скважин фонтанным способом, с дебитами соответствующих к их потенциальным геологическим и технологическим возможностям, невозможно без знания доли видов пластовой энергии участвующих в данном процессе. Известно, что в нефтяных залежах фонтанирование скважин при водонапорной и упруговодонапорной режимах обеспечивается за счет энергии водонапорной системы, упругих сил и выделения растворенного в нефти газа, а при режимах истощения только за счет упругих сил и растворенного газа. Вследствие этого при напорных режимах скважины работают фонтанным способом, а в режимах истощения непродолжительное время. При этом доля участия упругих сил нефти, воды и породы незначительно, и они не учитываются при расчётах условия фонтанирования скважин.

Более сложный механизм фонтанирования скважин протекает при разработке нефтегазовых месторождений, так как в этом процессе участвует и напор газа газовой шапки. В условиях разработки многих нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона с совместной эксплуатацией нефтяной и газоконденсатной частей залежи изучение условий фонтанирования скважин является актуальной научно-практической задачей, так как позволяют обосновать оптимальные режимы их работы.

Материалы и методы

Поставленную задачу рассмотрим на примере нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи, расположенного в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе Республики Узбекистан.

Данное месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1980 г. и до 2004 г. разработка месторождения была направлена на опережающую выработку нефтяной части залежи [3,4,5]. Из-за прорыва газа к текущим интервалам перфорации в нефтяной части горизонта нефтедобывающие скважины консервировались.

Реализуемая система разработки в целом оказалась недостаточно неэффективной по следующим причинам [1,2,11]:

- перевод скважин в газодобывающий фонд на эксплуатацию газовой шапки приводил к нерациональному расходованию пластовой энергии;

- установка забойных устройств «СОД» (GMG International, USA) и забойных штуцеров дала положительный эффект. Но эффект от их применения зачастую был кратковременным. Для продления эффекта от применяемой технологии возникала необходимость систематического внесения изменений в работу скважин, в том числе по скважинам, на которых рассматриваемая технология не применялась, для обеспечения оптимального технологического режима;

- технология работ по изоляции водопритоков, заключающаяся в изоляции действующего и перехода на верхний интервал, при малой толщине нефтяной оторочки оказалась малоэффективной;

- отсутствие современных методов и средств селективной изоляции приводило к низкой эффективности геолого-технологических мероприятий по изоляции водопритоков.

Низкая эффективность разработки с первоочередным отбором нефти с консервацией газа газовой шапки объясняется особенностью геологического строения и условия залегания залежи на нефтегазоконденсатном месторождении Южный Кемачи, основными из которых являются [1,2,11, 12]:

- небольшая толщина нефтяной оторочки (до 10 м) по сравнению с общей толщиной газовой шапки (до 130 м);

- контакт нефтяной оторочки по всей площади нефтеносности (48 км²) с газовой шапкой и подстилающей подошвенной водой;

- гидродинамическая связанность нефтяной, газоконденсатной и водяной частей залежи;

- высокая расчленённость нефтенасыщенной части в зоне развития XV - НР горизонта;

- высокая проницаемость коллектора вследствие развитой трещиноватости;

- небольшая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом;

- наличие переходных зон вода-нефть и нефть-газ.

Для увеличения добычи жидких углеводородов в 2004 г. было предложено решение о переходе к совместной разработке нефтяной и газоконденсатной частей залежи, одним интервалом перфорации, единой сеткой скважин [9, 10].

За счет ввода в эксплуатацию новых скважин и совместной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи удалось увеличить добычу нефти в сравнении с 2005 г. в 2.8 раз. В 2007 г. достигнут максимальный уровень годовой добычи нефти 227.6 тыс. т., при обводненности 28.5 % и действующем фонде скважин 55 единиц (рис. 1.).

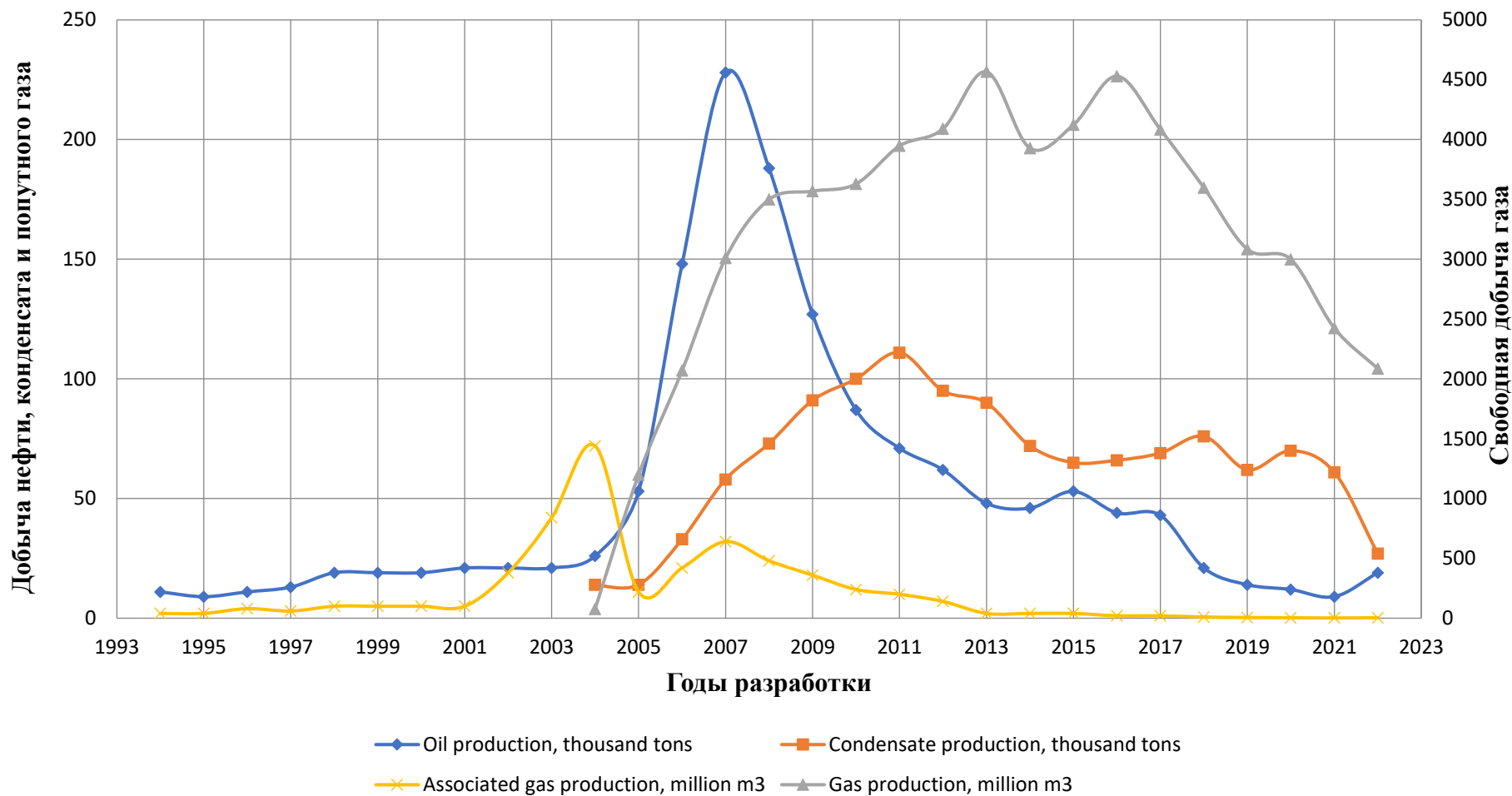


Рис. 1. Динамика добычи нефти, попутного и свободного газа, конденсата

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении пробурено 146 скважин, из них: действующие – 78 ед. (нефтяных – 16, газовых – 62); в консервации – 13 ед.; водонагнетательных – 2 ед.; в капитальном ремонте – 3 ед.; в ожидании ликвидации – 32 ед.; ликвидированных – 18 ед.

В 2022 году из месторождения добыто 19.3 тыс. т. нефти, 0.2 млн. м³ попутного газа, 2084.6 млн. м³ свободного газа, 27.2 тыс. т стабильного конденсата. Средняя обводненность добываемой продукции скважин составляет 89.6%. В таблице 1 приведены основные технологические показатели разработки месторождения за период 2010-2022 гг. в сопоставлении с проектными значениями. Из таблицы 1 видно, что фактические показатели разработки удовлетворительно совпадают с проектными значениями.

Методика и результаты

Оценка доли участия прорывного газа из газовой шапки при извлечении нефти рассмотрена для условия фонтанирования скважин до и после перехода на совместный отбор нефти и газа.

Как известно, условия фонтанирования определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта, и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъемника [6,7,8].

За эффективный газовый фактор принимаем средний объём свободного газа на участке насосно-компрессорных труб, где движется газожидкостная смесь, приходящаяся на единицу массы жидкости.

Удельный расход газа определяем для оптимального режима работы подъёмника.

Для фонтанирования скважины необходимо, чтобы эффективный газовый фактор был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа при работе подъёмнике на оптимальном режиме [6, 7, 8 и др.].

$$\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}. \quad (1)$$

Данное неравенство позволяет определить необходимые условия фонтанирования скважин, которые на практике могут оказаться недостаточными.

Исходя из определения, эффективный газовый фактор рассчитываем по формуле:

$$\Gamma_{\text{эф}} = \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) * \frac{V_{\text{ГВ}}(P_{\text{б}}) + V_{\text{ГВ}}(P_{\text{у}})}{2}, \quad (2)$$

где $V_{\text{ГВ}}(P_{\text{б}})$ и $V_{\text{ГВ}}(P_{\text{у}})$ – объёмы свободного газа, приходящиеся на единицу массы жидкости соответственно при давлении у башмака и на устье подъёмника, $n_{\text{в}}$ – массовая обводненность.

При условии эксплуатации скважин месторождения Южный Кемачи до совместного отбора нефти и газа таковы, что давление на забое скважин $P_{\text{заб}}$ ниже давления насыщения $P_{\text{нас}}$. Для данного случая условие фонтанирования принимает следующий вид:

$$\left(\Gamma - 10^3 * \frac{\alpha}{\rho_{\text{н}}} * \frac{(P_{\text{заб}} + P_{\text{у}})}{2}\right) * \left(1 - \frac{n_{\text{в}}}{100}\right) \geq \frac{0.388 * H * (\rho_{\text{ж}} * g * H - P_{\text{заб}} + P_{\text{у}})}{d^{0.5} * (P_{\text{заб}} - P_{\text{у}}) * 1g\left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{у}}}\right)}, \quad (3)$$

где Γ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости газа в нефти, Па⁻¹;

$\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотность нефти и жидкости, кг/м³;

d – внутренний диаметр фонтанных труб, мм;

$P_{\text{у}}$ – устьевое противодавление, Па;

H – длина колонны НКТ, м.

Таблица 1

Основные технологические показатели разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи

№№ пп.	Показатели Проект фактический	Един. изм.	Годы												
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Годовая добыча нефти	тыс. т	243,8	241,9	239,8	58,7	71,5	41,8	41,0	41,9	38,8	31,6	11,8	16,2	21,0
			87,2	70,7	62,1	48,01	45,86	53,277	44,4	42,7	20,8	14,4	11,5	8,5	19,3
2	Накопленная добыча нефти	тыс. т	1308,0	1549,9	1789,7	1241,3	1312,8	1354,6	1395,6	1437,5	1476,3	1507,9	1463,9	1480,1	1501,1
			1049,6	1120,3	1182,4	1230,5	1276,3	1325,8	1374,0	1416,7	1437,5	1451,9	1463,4	1472,0	1491,2
3	Годовая добыча попутного газа	млн.м ³	7,5	7,4	7,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			12,2	9,9	7,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Годовая добыча свободного газа	млн.м ³	2614,5	2699	2785,4	2,0	2,0	1,6	1,4	1,3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,2
			3629	3947	4090	2153	2198	3260,1	2840,6	2550,7	2198,8	1979,0	2788,1	2461,8	2250,0
5	Накопленная добыча газа	млн.м ³	17049,8	20996,4	25086,1	4567	3928	4123	4529,9	4084,4	3598,5	3083,9	2998,6	2425,3	2084,6
			81,6	-162,1	-164,81	27239	29437	36931,8	39772,4	42323,1	44522,0	46501,0	55809,1	58270,9	60675,4
6	Годовая добыча потенциального конденсата	тыс. т	157,3	-904,9	-1069,7	29653,4	33581,8	37704,6	42234,6	46319,0	49917,5	53001,4	56000,0	58425,4	60509,9
			52,5	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
7	Накопленная добыча потенциального конденсата	тыс. т	391,9	110,7	95,3	-174,34	-124,52	85,8	81,7	76,5	66,3	59,2	76,0	67,1	60,7
			742,9	536,3	584,3	57,4	481,2	576,6	1244,07	1368,60	1453,1	1534,8	1611,4	1677,7	1736,9
8	Годовая добыча стабильного конденсата	тыс. т	100,0	481,2	576,6	1244,07	1368,60	1453,1	1534,8	1611,4	1677,7	1736,9	1872,0	1939,1	2089,1
			483,8	93	108	52,7	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9
9	Накопленная добыча стабильного конденсата	тыс. т	370,5	47	53	90,449	72	-64,754	-65,8	-69,0	-76,1	-62,4	-70,1	-60,8	-27,2
			370,5	47	53	90,449	72	-64,754	-65,8	-69,0	-76,1	-62,4	-70,1	-60,8	-27,2
10	Нефтяные скважины	тыс. т	79	4	5	1122,5	1171,3	34	34	37	35	34	16	19	20
			47	22	19	667,013	739,013	35	38	43	40	38	23	18	16
11	Газовые скважины	ед.	2	56,8	58,5	57	53	28	30	30	31	32	87	87	84
			23	73,3	74,4	54	57	40	41	52	54	59	67	70	62
12	Обводненность	ед.	54,7	0	-13	75,8	76,4	76,5	77,1	77,7	86,2	78,9	71,3		
			63,1	23	77,7	78,5	78,9	81,3	83,4	80,0	89,0	96,0	96,0	89,6	
13	Пластовое давление	%	181,4	179	80,8	2148,4	200	120	56	72	96	112	120	128	
			163,03	152,5	86,3	371,373	225,906	-	-	-	-	-	-	-	

Необходимая для расчетов величина коэффициента растворимости газа в нефти определена по соотношению:

$$\alpha = \left[\frac{\Gamma * \rho_{нд}}{10^3 * (P_{нас} - 0,1) * 10^6} \right], \quad (4)$$

где Γ – газовый фактор, м³/т;

$\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/ м³;

$P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа.

Так как продукция скважин месторождения Южный Кемачи обводнена, среднее значение плотности жидкости в подъёмнике оценим по следующему соотношению:

$$\rho_{ж} = \rho_{н} * \left(1 - \frac{n_{в}}{100} \right) + \rho_{в} * \frac{n_{в}}{100}, \quad (5)$$

где, в свою очередь, средняя плотность нефти в подъёмнике определялась как:

$$\rho_{н} = \frac{\rho_{нд} + \rho_{нпл}}{2}. \quad (6)$$

По вышеизложенному алгоритму оценим возможность фонтанирования скважин при условии отсутствия прорывного газа. При этом для расчета были приняты следующие средние по скважинам значения эксплуатационных характеристик:

- глубина скважин, м – 2350;
- внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м – 0,62;
- пластовое давление, МПа – 15,1;
- давление на забое скважин, МПа – 13,6;
- давление на устье скважин, МПа – 0,5;
- газовый фактор, м³/т – 30,8;
- обводненность продукции скважин, % – 67;
- плотность пластовой нефти, кг/м³ – 870,5;
- плотность дегазированной нефти, кг/м³ – 892;
- плотность пластовой воды, кг/м³ – 1072.

В результате расчетов получаем следующие значения параметров: средняя плотность жидкости в подъёмнике – 109 кг/м³; коэффициент растворимости газа – 1,8 МПа⁻¹; эффективный газовый фактор – 5 м³/т; удельный расход газа – 62 м³/т

Заключение

В зависимости от очередности отбора нефти и газа, методов воздействия на пласт с целью поддержания пластового давления и плотности сетки скважин на нефтегазоконденсатном месторождении может быть реализовано большое количество систем разработки по сравнению с нефтяными и газовыми объектами. Для достижения относительно более высокого коэффициента извлечения нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Южный Кемачи была реализована система разработки с опережающим отбором нефти при консервации газа газовой шапки. Реализация данной системы разработки месторождения показала, что при небольших толщинах нефтяной оторочки и большой толщины газовой шапки эксплуатация скважин осложняется прорывом подошвенных вод и газа газовой шапки к их забоям, что привело к консервации и снижению коэффициента эксплуатации скважин.

Благодаря переходу на систему совместной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи, одним интервалом перфорации, единой сеткой скважин достигнуто увеличение годовой добычи нефти в 2.8 раз и восполнен дефицит народного хозяйства республики в газе в объёме более 4 млрд. м³.

Технологическими расчетами показано, что при значении эффективного газового фактора (5 м³/т) меньше удельного оптимального расхода газа (62 м³/т), при сохранении системы разработки с первоочередным отбором нефти скважины не могли работать фонтанным способом.

Это позволяет сделать вывод, что основным источником энергии для подъема пластовой жидкости на поверхность – фонтанирования после перехода на систему разработки с

совместной эксплуатацией нефтяной и газоконденсатной залежей является прорывной газ из газовой шапки. Способ эксплуатации скважины при этих условиях фонтанирования можно определить как внутрискважинный газлифт.

Литература

- [1] Аббасова С.А., Насимханов Л.Н., Агзамова С.А. Геологические и технологические причины прорыва газа газовой шапки и подошвенных вод к забоям скважин нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона//Материалы межд.конф. «Инновационные подходы к локализации» - Карши, 2023. – с.428-430
- [2] Agzamov A.A., Abbasova S.A., Nasimkhanov L.N., Agzamova S.A. Analysis of the oil recovery factor for various development systems of the Southern Kemachi and gas condensate field//Technical science and innovation. – Tashkent, 2023. - №2 – p.80-90.
- [3] Агзамов А.Х. Предварительная технологическая схема разработки месторождения Южной Кемачи. – Ташкент: ОАО «О’ЗЛИТИНЕФТЕГАЗ», 1987. – 136 с.
- [4] Агзамов А.Х. Составление дополнительного варианта технологической схемы месторождения Южной Кемачи. – Ташкент: ОАО «О’ЗЛИТИНЕФТЕГАЗ», 1990. -125 с
- [5] Агзамов А.Х. Проект разработки месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», 2000. – 92 с.
- [6] Акульшин А.И. Экспликация нефтяных и газовых скважин. – Москва: Недра. 1989, -185 с.
- [7] Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. – Москва: Недра, 1982. -363 с.
- [8] Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Горн В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – Москва: Недра, 1984. – 387 с.
- [9] Назаров У.С., Махмудов Ф.М., Абдумаликов С.А. К вопросу рациональной разработки месторождения Южный Кемачи// Узбекский журнал нефти и газа. – 2012. -№3. – с.55-59.
- [10] Назаров У.С. Проект совместной разработки нефтяной и газоконденсатной залежи месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «О’ЗЛИТИНЕФТЕГАЗ», 2004. – 176 с.
- [11] Насимхонов Л.Н., Агзамова С.А. Анализ геологических и технологических причин прорыва газа газовой шапки и подошвенных вод к забоям скважин нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона// Konchilikmashinalarivatekhnologiyalari, 2023. - №2. – с 34-40.
- [12] Хайитов О.Г., Каршиев А.Х. Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении Южный Кемачи// Constructionofoilandgaswellsonlandandsea. – 2018. - №7. – с.5-7.
- [13] AtabekAgzamov, SaidakhonAbbasova, AbdukhoshimKarshiev, OtabekRazzakov and SanjarSonaev//Technology advancement of maintaining reservoir pressure in oil carbonate fields//E3S Web of Conferences , 01019 (2024)//ICECAE 2024.
- [14] Ismagulova, S., Abbasova, S., Karshiyev, O.//Petroleum systems modeling in Amudarya Basin//Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition//20162016 SPE//Annual Caspian Technical Conference and Exhibition 2016//Astana//1 November 2016до 3 November 2016//Код 132715.
- [15] AbdulazizMurodov, SaidazizKhabibullaev, NazirilaMakhmudov, TemurbekDaminov and AbduhoshimKarshiyev//Creation of technology for desalination of saturated diethylene glycol substance in East Berdak gas complex preparation plant//E3S Web of Conferences 434, 02026 (2023)//ICECAE 2023.