

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ РАЗДЕЛЬНОГО УЧЕТА НЕФТИ, ПОПУТНОГО И СВОБОДНОГО ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ВОДЫ ПРИ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ СИСТЕМНЫХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Г. Ж. МОЛДАБАЕВА¹,
доктор технических наук,
профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university



Л. Н. НАСИМХОНОВ²,
докторант,
LutfulloNN747@gmail.com

¹SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. И. КАРИМОВА
Республика Узбекистан, 100095, г. Ташкент, ул. Университетская, 2а

Переход на совместную разработку позволил значительно увеличить текущий темп добычи нефти за счет прорыва свободного газа, который является основным рабочим агентом для выноса скважинной жидкости на поверхность, однако в результате эксплуатации скважин при таком режиме наряду со значительным увеличением темпов добычи нефти также происходило увеличение темпов добычи газа. Рост добычи нефти также обеспечивался за счет бурения новых скважин. К примеру, в 2006 г. были пробурены и введены в эксплуатацию три горизонтальные скважины (№№ 54г, 59г, 74г) и 11 вертикальных. 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.

Проведены существующие методические подходы определения доли каждого компонента нефтегазоконденсатной смеси, добываемой на нефтегазоконденсатных месторождениях. Показано, что компонентный состав добываемой смеси нефтегазоконденсатных месторождений зависит от реализованной системы разработки. Путем оценки информативности параметров установлена, что наиболее достоверным критерием разделения скважин, добывающих с прорывом и без прорывного свободного газа, а также разделения нефтегазоконденсатной смеси на нефть и конденсат является плотность дегазированной нефти.

Теоретическими исследованиями и обобщением опыта разработки нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками небольшой толщины показано, что при эксплуатации залежи такого типа через скважины технологически неизбежно добывается: нефть, конденсат, растворенный газ, газ газовой шапки. В условиях совместного сбора и подготовки продукции инструментальными замерами технически возможен только прямой учет жидкой (нефть и конденсат) и газообразной (растворенной газ и газ газовой шапки) углеводородных составляющих пластовой смеси. Дальнейшее разделение продукции по каждому виду углеводородного сырья выполняется расчетным путем.

В связи с тем, что на начальном этапе совместного отбора нефти и газа разделение газа на попутный и свободный, жидкость на нефть и конденсат осуществлялось по изменению газового фактора и расчета насыщенности нефти газом для разделения скважин работающих без и с прорывным свободным газом обработке подверглись устьевое давление скважин, плотность нефти и газовый фактор.

Информативность параметров составила: плотность нефти – 7.28; газовый фактор – 3.87 и давление на устье – 0.48.

На основе полученных результатов сделан вывод, что наибольшее достоверное распределение жидких углеводородов на нефть и конденсат можно осуществить по плотности нефти. Необходимо отметить, что плотность дегазированной нефти является одним из легко и регулярно определяемых (замеряемых) параметров.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефть, добыча, разработка, конденсат, месторождения, газ, вода

МҰНАЙГАЗ КОНДЕНСАТЫ КЕН ОРЫНДАРЫН ЖҮЙЕЛІ ИГЕРУ ӨЗГЕРГЕН КЕЗДЕ МҰНАЙДЫ, ІЛЕСПЕ ЖӘНЕ БОС ГАЗДЫ, КОНДЕНСАТТЫ ЖӘНЕ СУДЫ БӨЛЕК ЕСЕПКЕ АЛУДЫҢ ДҰРЫСТЫҒЫН АРТТЫРУ

Г. Ж. МОЛДАБАЕВА¹, техника ғылымдарының докторы, профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university

Л. Н. НАСИМХОНОВ², докторант, LutfulloNN747@gmail.com

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтпаев к-сі 22а

²И. КӨРІМОВ АТЫНДАҒЫ ТАШКЕНТ ЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТИ
Өзбекстан Республикасы, 100095, Ташкент қаласы, Университетская көшесі, 2а

Бірлескен игеруге көшу ұңғымалық сұйықтықты жер бетіне шығару үшін негізгі жұмыс агенті болып табылатын бос газдың жарылуы арқылы мұнай өндірудің ағымдағы қарқынын едәуір арттыруға мүмкіндік берді, алайда бұл режимде ұңғымаларды пайдалану нәтижесінде мұнай өндіру қарқынының айтарлықтай өсуімен қатар газ өндіру қарқынының да өсуі байқалды. Мұнай өндірудің өсуі жаңа ұңғымаларды бұрғылау арқылы да қамтамасыз етілді. Мысалы, 2006 жылы үш көлденең ұңғыма (№№ 54г, 59г, 74г) және 11 тік ұңғыма бұрғыланып, пайдалануға берілді. Жаңа ұңғымаларды пайдалануға беру және

кен орнының мұнай және газ конденсаты бөліктерін бірлесіп игеру есебінен 2005 жылмен салыстырғанда мұнай өндіруді 2,8 есеге арттыруға мүмкіндік туды. 2007 жылы 28,5% суланған және 55 бірлік ұңғымалар қорында жылдық мұнай өндірудің ең жоғары деңгейіне - 227,6 мың тоннаға қол жеткізілді.

Мұнайгаз конденсатты кен орындарында өндірілетін мұнайгаз конденсатты қоспаның әрбір құрамдас бөлігінің үлесін айқындаудың қолданыстағы әдістемелік тәсілдері жүргізілді. Мұнайгаз конденсаты кен орындарының өндірілетін қоспасының құрамдас бөлігі іске асырылған игеру жүйесіне байланысты екендігі көрсетілген. Параметрлердің ақпараттылығын бағалау арқылы бос газды серпілісті және серпіліссіз өндіретін ұңғымаларды бөлудің, сондай-ақ мұнайгаз конденсаты қоспасын мұнай мен конденсатқа бөлудің ең сенімді критерийі газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы болып табылатыны анықталды.

Шағын қалыңдықтағы мұнай жиектері бар мұнайгаз конденсаты кен орындарын игеру тәжірибесін теориялық зерттеулер мен жалпылау ұңғымалар арқылы осы типтегі кен орындарын пайдалану кезінде технологиялық тұрғыдан: мұнай, конденсат, еріген газ, газ бүркемесінің газы сөзсіз өндірілетіндігін көрсетті. Өнімді аспаптық өлшеулермен бірлесіп жинау және дайындау жағдайында сұйық (мұнай және конденсат) және газ тәрізді (еріген газ және газ бүркемесінің газы) түзілім қоспасының көмірсутекті құрамдас бөліктерін тікелей есепке алу ғана техникалық мүмкін болады. Көмірсутек шикізатының әрбір түрі бойынша өнімді одан әрі бөлу есептік жолмен орындалады.

Мұнай мен газды бірлесіп іріктеудің бастапқы кезеңінде газды ілеспе және бос газға, сұйықтықты мұнай мен конденсатқа бөлу газ факторын өзгерту және бос газсыз және серпінді жұмыс істейтін ұңғымаларды бөлу үшін мұнайдың газбен қанықтылығын есептеу бойынша жүргізілгендіктен, ұңғымалардың сағалық қысымы, мұнай тығыздығы және газ факторы өңделді.

Параметрлердің ақпараттылығы: мұнайдың тығыздығы – 7.28; газ факторы - 3.87 және сағадағы қысым – 0.48 құрады.

Алынған нәтижелер негізінде мұнай мен конденсатқа сұйық көмірсутектердің ең сенімді мөлшерін мұнай тығыздығы бойынша жүзеге асыруға болады деген қорытынды жасалды. Айта кету керек, газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы оңай және үнемі анықталатын (өлшенетін) параметрлердің бірі болып табылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай, өндіру, игеру, конденсат, кен орны, газ, су

IMPROVING THE CORRECTNESS OF SEPARATE ACCOUNTING OF OIL, ASSOCIATED AND FREE GAS, CONDENSATE AND WATER WHEN CHANGING THE SYSTEM DEVELOPMENT OF OIL AND GAS

G.J. MOLDABAYEVA¹, Doctor of Technical Sciences, Professor,

g.moldabayeva@satbayev.university

L.N. NASIMKHONOV², doctoral student, LutfulloNN747@gmail.com

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Republic of Kazakhstan, 050013, Almaty, 22a Satpayev str.

²TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER I.KARIMOV

Republic of Uzbekistan, 100095, Tashkent, ul. Universitetskaya, 2a

The transition to joint development made it possible to significantly increase the current oil production rates due to the breakthrough of free gas, which is the main working agent for bringing

borehole fluid to the surface, however, as a result of the operation of wells in this mode, along with a significant increase in oil production rates, an increase in gas production rates was also observed. The growth of oil production was also ensured by drilling new wells. For example, in 2006 there were three horizontal wells (No. 54g, 59g, 74g) and 11 vertical wells were drilled and put into operation. Thanks to the commissioning of new wells and the joint development of the oil and gas and gas condensate parts of the field, it was possible to increase oil production by 2.8 times compared to 2005. In 2007, the maximum level of annual oil production was reached at 227.6 thousand tons with a water cut of 28.5% and an operational well stock of 55 units. Studies of existing methodological approaches to determining the proportion of each component of the oil and gas condensate mixture produced at oil and gas condensate fields have been carried out. It is shown that the component composition of the extracted mixture of oil and gas condensate fields depends on the implemented development system. By evaluating the informativeness of the parameters, it was found that the most reliable criterion for separating wells producing with and without breakthrough gas, as well as separating the oil and gas condensate mixture into oil and condensate, is the density of degassed oil. Theoretical studies and generalization of experience in the development of oil and gas condensate fields with oil rims of small thickness have shown that during the operation of deposits of this type through wells, extraction is technologically inevitable: oil, condensate, dissolved gas, gas cap gas. In conditions of joint collection and preparation of products using instrumental measurements, it is technically only possible to directly account for liquid (oil and condensate) and gaseous (dissolved gas and gas cap gas) hydrocarbon components of the reservoir mixture. Further separation of products for each type of hydrocarbon raw materials is carried out by calculation. Due to the fact that at the initial stage of the joint selection of oil and gas, the separation of gas into associated and free, liquids for oil and condensate was carried out by changing the gas coefficient and calculating the saturation of oil with gas for the separation of wells operating without and with breakthrough free gas, the wellhead pressure, oil density and gas coefficient were processed. The informative value of the parameters was: oil density – 7.28; gas coefficient – 3.87 and pressure at the mouth – 0.48.

Based on the results obtained, it is concluded that the most reliable distribution of liquid hydrocarbons in oil and condensate can be carried out according to the density of oil. It should be noted that the density of degassed oil is one of the easily and regularly determined (measured) parameters.

KEY WORDS: oil, mining, development, condensate, deposits, gas, water

Введение. По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах принято залежи подразделять на однофазные и двухфазные. К однофазным залежам относятся: нефтяные залежи, приуроченные к пластам коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом; газовые и газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам коллекторам, содержащим газ или газ с углеводородным конденсатом [1].

К двухфазным залежам относятся залежи, приуроченные к пластам коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ под нефтью. В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи ($\bar{V}_n = V_n / V_z$) двухфазные залежи подразделяется на: нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой ($\bar{V}_n > 0.75$); газо- или газоконденсатнонефтяные ($0.50 < \bar{V}_n \leq 0.75$); нефтегазовые или нефтегазоконденсатные ($0.25 < \bar{V}_n \leq 0.50$); газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой ($\bar{V}_n \leq 0.25$) [1, с. 5].

Теоретическими исследованиями и обобщением опыта разработки нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками небольшой толщины показано, что при эксплуатации залежи такого типа через скважины технологически неизбежно добывается: нефть, конденсат, растворенный газ, газ газовой шапки. В условиях совместного сбора и подготовки продукции инструментальными замерами технически возможен только прямой учет жидкой (нефть и конденсат) и газообразной (растворенной газ и газ газовой шапки) углеводородных составляющих пластовой смеси. Дальнейшее разделение продукции по каждому виду углеводородного сырья выполняется расчетным путем.

В настоящее время для определения доли каждого компонента добываемой нефтегазоконденсатной смеси при совместной эксплуатации нефтяной и газовой частей залежи применяется различные подходы. Их условно можно разделить на группы в:

- 1-я группа основывается для случая известной плотности нефтегазоконденсатной смеси;
- 2-я группа методов применяется в случае, когда плотность нефтегазоконденсатной смеси не определена или вызывает сомнение ее достоверности;
- 3-я группа методов применяется при известной плотности нефтегазоконденсатной смеси, с использованием разработанных номограмм.

Результаты расчетов объемной доли каждого компонента добываемой нефтегазоконденсатной смеси по вине указанным методом на нефтегазоконденсатных месторождениях Узбекистана показывают на их значительное расхождение. Например, использование значений потенциального содержания конденсата, определенных текущими промысловыми исследованиями, дают не всегда адекватные результаты. В условиях снижения пластового давления текущее потенциальное содержание конденсата оказывает больше чем за предыдущее годы, а иногда больше, чем начальное значение, утвержденное при подсчете запасов конденсата [2: с.63-68, 3: с.51-56].

В связи с тем, что оценка эффективности разработки месторождений во многом основаны на величинах коэффициентов извлечения каждого добываемого компоненты повышение достоверности применяемых методов их разделения является важной научной и практической задачей.

Материалы и методы исследований. Рассмотрим при решения поставленной задачи на примере нефтегазоконденсатного месторождения Южной Кемачи расположенной на Бухаро-Хивинском регионе Республике Узбекистан.

Геологическое строение приводится в соответствии с геологической моделью месторождения принятых в [4: с.35-43, 5: с.12-18, 6: с.63-78 и др.].

Результаты и обсуждение. Месторождение Южный Кемачи располагается в юго-восточной части Чарджоуской тектонической ступени, являющейся крупным тектоническим элементом восточной бортовой зоны Амударьинской впадины. Наиболее крупными структурами данного района являются Испанлы-Чандырское и Денгизкульское валообразные поднятия и разделяющий их Каракульский прогиб, восточная часть которого больше известна под названием Кушабского прогиба. Месторождение Южный Кемачи располагается в восточной части Испанлы-Чандырского поднятия.

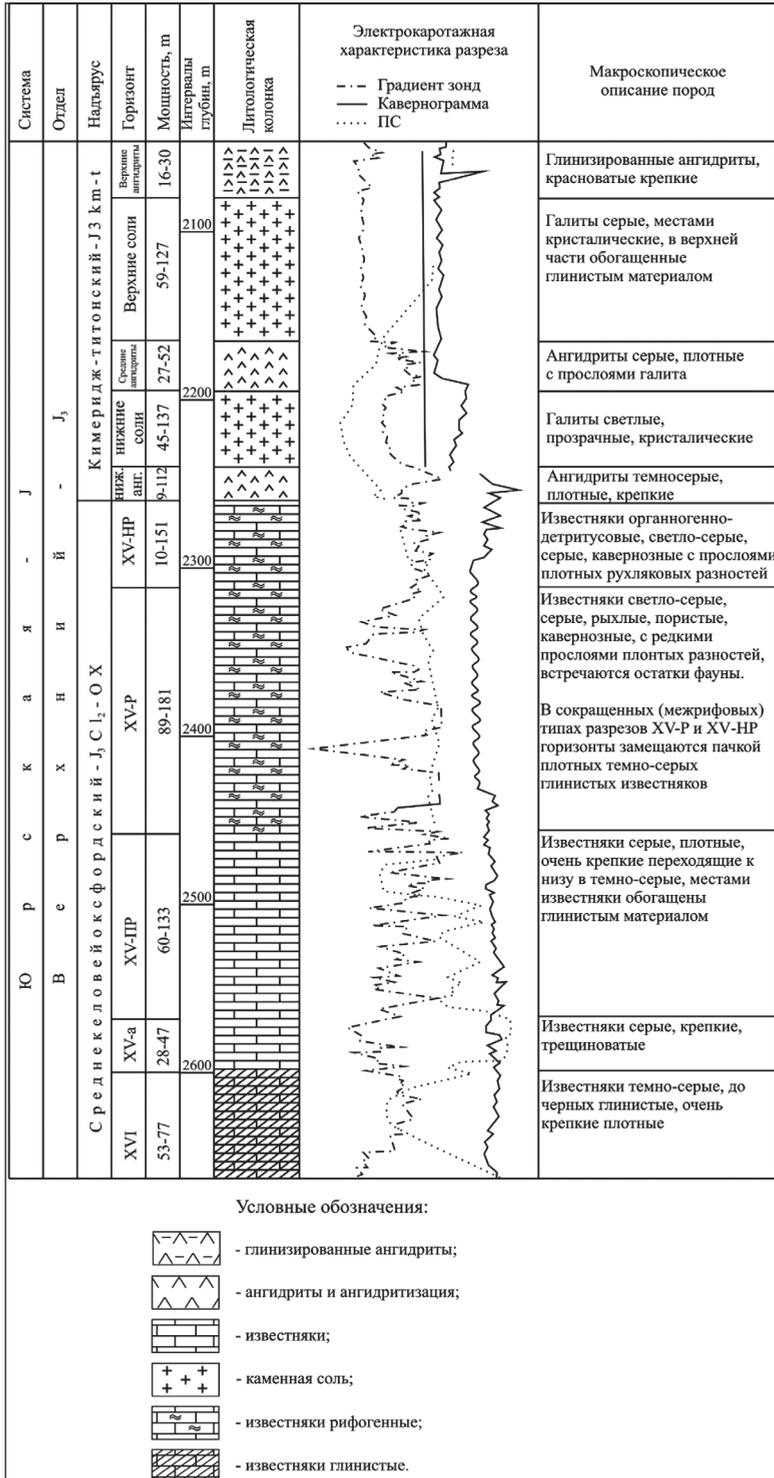


Рисунок 1 – Геолого-геофизический разрез верхнеюрских отложений

В таблице 1 приведены средние величины коэффициентов вариации песчаности, расчлененности, макронеоднородности по площадям, горизонтам, нефте- и газонасыщенным частям залежи. Из приведенных данных видно, что горизонт XV-Р имеет более однородную структуру чем горизонт XV-НР. Кроме того, из сравнения показателей неоднородности газоносной и нефтеносной частей залежи видно, что нефтеносная зона имеет более однородную структуру.

Основной объем коллекторов сосредоточен в рифовой части разреза, являющейся почти полностью проницаемой (доля эффективной толщины 90 %, доля проницаемого керна 95 %) толщей высокопористых известняков ($K_{п. \text{кр.}}$ по керну – 18 %, $K_{п. \text{кр. в.зв.}}$ – 16,7 %).

Объем коллекторов в надрифовой части разреза значительно меньше чем в рифовой (доля эффективной толщины 33 %, доля проницаемого керна 61 %), уменьшается среднее значение пористости ($K_{п. \text{кр.}}$ по керну – 13,3 %, $K_{п. \text{кр. в.зв.}}$ – 13,3 %) по сравнению с коллекторами рифовых отложений.

Как в рифовой, так и в надрифовой частях разреза изучение результатов лабораторных исследований керна и промыслово-геофизической характеристики свидетельствует о наличии карбонатных коллекторов с гранулярным типом пористости.

В 1978 г. на месторождении Южный Кемачи была пробурена первая скважина № 1. Разбуривание месторождения продолжалось до 1983 г. Месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1980 г. скважинами №№ 2, 3. Несмотря на то, что с 1978 по 1983 гг. были пробурены 22 скважины, в 1980 г. месторождение эксплуатировалось двумя скважинами №№ 2, 3, а в периоды с 1981 по 1982 гг. и с 1985 по 1989 гг. эксплуатация велась только одной скважиной №2. Неэффективное использование пробуренного фонда скважин в периоде 1980 по 1989 гг. объясняется тем, что месторождение не было обустроено. Коэффициент использования фонда скважин в данном временном интервале в среднем не превышал 0.3. В отдельные годы (1983-1984 гг., 1990-1992 гг.) добыча нефти не осуществлялась.

В 1993 г. возобновилось разбуривание и эксплуатация месторождения. За 1993 г. было пробурено 12 скважин, а в эксплуатацию вступило 9 скважин. Коэффициент использования фонда скважин, в период с 1993 по 2003 гг., изменялся в пределах 0,2-0,3. В 2002 г. произошел резкий рост газового фактора с 238 м³/т (2001 г.) до 923 м³/т (2002 г.), обусловленный прорывом свободного газа из газовой шапки.

При реализации системы разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи направлений на опережающее извлечение нефти при консервации запасов газа газовой шапки. Предполагалось эксплуатировать скважины без прорывов газа и воды путем установления “безгазовых” и “безводных” дебитов. В данной системе разработки система сбора и учета продукции скважин сводилось и раздельному учету нефти, газа и воды [7,8].

В процессе разработки при прорыве газа к интервалам перфорации в нефтяной части залежи нефтедобывающие скважины законсервировались. При такой системе разработки в результате непродолжительной безводной и безгазовой добычи нефти, сопровождавшейся быстрыми прорывами вышелегающего газа и подошвенной воды, незначительного фонда нефтедобывающих скважин и, следовательно, незначительных темпов отбора, разработка месторождения становилась экономически

Таблица 2 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Площадь	Залежь	Горизонт	Количество используемых скважин	Коэффициент песчанности			Коэффициент расчлененности			Коэффициент макронеоднородности		
				среднее значение	коэффициент вариации	интервалы изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервалы изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервалы изменения
Южный Кемачи	газовая	XV-HP	42	0,428	0,418	0,06-0,82	9	0,57	2-15	0,600	0,610	0,042-1,087
		XV-P	34	0,939	0,101	0,58-1,00	2	1,01	1-7	0,612	0,296	0,195-0,879
	нефтяная	XV-HP + XV-P	42	0,612	0,296	0,19-0,88	11	0,55	3-18	0,342	1,021	0,036-1,087
		XV-NP	6	0,648	0,441	0,21-0,85	3	0,42	1-4	0,714	0,343	0,217-0,833
Кенджа	газовая	XV-P	38	0,955	0,102	0,61-1,00	1	0,38	1-2	0,153	0,875	0,089-0,286
		XV-HP + XV-P	42	0,914	0,179	0,21-1,00	1	0,57	1-4	0,202	1,043	0,089-0,833
		XV-NP	6	0,390	0,543	0,14-0,66	15	0,61	3-27	0,876	0,507	0,236-1,500
		XV-P	6	0,918	0,116	0,79-1,00	5	1,07	1-14	0,606	0,376	0,313-0,963
	нефтяная	XV-HP + XV-P	6	0,606	0,376	0,31-0,96	19	0,43	7-32	0,398	0,748	0,061-0,879
		XV-NP	1	0,552	-	0,55	5	-	5	0,781	-	0,781
Южный Кемачи + Кенджа	газовая	XV-P	5	0,995	0,010	0,98-1,00	1	0,37	1-2	0,144	0,397	0,086-0,232
		XV-HP + XV-P	6	0,921	0,197	0,55-1,00	2	0,87	1-5	0,250	1,058	0,086-0,781
	нефтяная	XV-HP + XV-P	12	0,611	0,302	0,19-0,96	12	0,565	3-32	0,349	0,976	0,036-1,491
		XV-NP + XV-P	1	0,915	0,179	0,21-1,00	1	0,632	1-5	0,208	1,006	0,086-1,000

нецелесообразной. В связи с этим, 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 [10].

Переход на совместную разработку позволил значительно увеличить текущий темп добычи нефти за счет прорыва свободного газа, который является основным рабочим агентом для выноса скважинной жидкости на поверхность, однако в результате эксплуатации скважин при таком режиме наряду со значительным увеличением темпов добычи нефти также происходило увеличение темпов добычи газа. Рост добычи нефти также обеспечивался за счет бурения новых скважин. К примеру, в 2006 г. были пробурены и введены в эксплуатацию три горизонтальные скважины (№№ 54г, 59г, 74г) и 11 вертикальных. 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.

Необходимо отметить, что из-за сложного геологического строения и низкой эффективности эксплуатации скважин проекты разработки месторождения корректировать много раз [11, 12, 2 и др].

Вследствие перехода на совместную разработку нефтяной и газовой части на нефтегазоконденсатном месторождении Южный Кемачи возникла необходимость разделения нефти и конденсата из общего потока жидких углеводородов, а также попутного нефтяного газа и свободного газа из общего потока газа.

В начальной стадии разработки месторождения опережающим отбором нефти учет жидких углеводородов велся без разделения на нефть и конденсат. Распределение добычи газа на растворенный и прорывной производилось на основе данных по газовым факторам в добывающих скважинах (замеренные значения) и газосодержания (утвержденные при подсчете запасов нефти значения).

В связи с этим для определения критерия разделения скважин, работающих без и с прорывным свободным газом показатели эксплуатации, были обработаны методом последовательной процедуры.

Теоретические основы данного метода приведены в работах [13: с.67-75, 14: с.33-34, 15: с.181-186 и др].

Обучающая выборка, скважин осуществлена по параметрам устьевого давления, плотности нефти и газовому фактору, обработана методом последовательной диагностической процедуры. Ориентировочные границы диапазона оценивались по формуле Стёрджеса:

$$\Delta h = (x_{max} - x_{min}) / (1 + 3.322 \lg n), \quad (1)$$

где Δh – оптимальная длина интервала; x_{max} и x_{min} – максимальное и минимальное значения параметрасоответственно; n - общее число наблюдений.

Сглаженная частота (y) определялась методом взвешенной средней (для $i = 3$):

$$y_3 = \frac{y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + y_5}{10}; \quad y_0 = y_{-1} = 0, \quad (2)$$

где $y_1, y_2, \dots, y_5, y_0, y_{-1}$ – частоты первого, второго, пятого, нулевого и минус первого интервалов.

Диагностический коэффициент $DK(x_n^k)$ и информативность $I(x_n^k)$ вычислялись по формулам:

$$DK(x_n^k) = 10 \lg \frac{P(y_{1n}^k)}{P(y_{2n}^k)}, \quad (3)$$

$$I(x_n^k) = 5DK(x_n^k) [P(y_{1n}^k) - P(y_{2n}^k)],$$

где $P(y_{1n}^k)$ и $P(y_{2n}^k)$ – вероятность значений параметров, соответствующая первому и второму состоянию технологического объекта (т.е. с и без прорывным газом).

Для определения принадлежности скважин с и без прорывного газа использовалось неравенство:

$$10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} < 10 \lg \frac{P(x_{11}^r)}{P(x_{21}^r)} + 10 \lg \frac{P(x_{12}^p)}{P(x_{22}^p)} + \dots + 10 \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)} < 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}, \quad (4)$$

где α и β – ошибки первого и второго родов соответственно, т.е. вероятность неправильного отнесения первого состояния объекта (т.е. с и без прорывного газа).

В связи с заметным отклонением фактических показателей разработки от проектных наблюдалось отставание добычи нефти и рост добычи газа в 12 раз (2006 г.), в 2008 г. была выполнена НИР, где увеличение объемов добычи нефти проектировалось только за счет увеличения действующего фонда с 50 до 193 скважин к 2019 году. При этом предусматривалось бурение 143 скважин, из них 17 горизонтальных и 17 нагнетательных, а также применение сайклинг – процесса, то есть закачка всего добываемого газа обратно в пласт.

Заключение и выводы. Анализируя динамику действующего фонда скважин приходя к выводу, что в процессе разработки НГКМ Южный Кемачи больше внимания уделялось добыче нефти. Решением этой проблемы рассматривалось в основном путём наращивания фонда нефтедобывающих скважин, которые в итоге оказывались загазованными и скважины переходили в фонд газодобывающих. Продолжения разработки в целях сохранения добычи нефти в нефтегазовых скважинах рассмотрено изменением технологического режима скважин.

В связи с вышеизложенным, обеспечение проектной добычи нефти видится в регулировании технологического режима работы нефтедобывающих скважин, особенно при повышении в них газового фактора.

Для осуществления добычи газа не требуется бурение новых скважин, поскольку практика разработки НГКМ Южный Кемачи показывает, что фонд газодобывающих скважин пополняется за счет загазованных нефтяных скважин. Кроме того, имеется достаточное количество скважин, простаивающих в ожидании КРС или ликвидации, которые могут пополнить фонд газодобывающих скважин после проведения на них качественного ремонтно-изоляционных работ или забуривание вторых стволов.

В связи с тем, что на начальном этапе совместного отбора нефти и газа разделение газа на попутный и свободный, жидкости на нефть и конденсат осущест-

влялось по изменению газового фактора и расчета насыщенности нефти газом для разделения скважин работающих без и с прорывным свободным газом обработке подверглись устьевое давление скважин, плотность нефти и газовый фактор.

Информативность параметров составила: плотность нефти – 7.28; газовый фактор – 3.87 и давление на устье – 0.48.

На основе полученных результатов сделан вывод, что наиболее достоверное распределение жидких углеводородов на нефть и конденсат можно осуществить по плотности нефти. Необходимо отметить, что плотность дегазированной нефти является одним из легко и регулярно определяемых (замеряемых) параметров. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Правила разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. – Ташкент: НКХ «Узбекнефтегаз», 2003. - 88 с. [Pravila razrabotki neftyanyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij. – Tashkent: NHK «Uzbekneftegaz», 2003. - 88 s.]
- 2 Назаров У.С. ПТЭО «Дообустройство месторождения Южный Кемачи со строительством газонагнетательной компрессорной станции. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2010. – 128 с. [Назаров У.С. ПТЭО «Дообустройство месторождения Южный Кемачи со строительством газонагнетательной компрессорной станции. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2010. – 128 с.]
- 3 Назаров У.С. и др. ТЭО «Дообустройство месторождения Южный Кемачи». – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2012. – 136 с. [Nazarov U.S. i dr. TEO «Doobustrojstvo mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi». – Tashkent: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2012. – 136 с.]
- 4 Подсчет запасов газа, нефти и конденсата месторождения Южный Кемачи в Узбекской ССР. - Ташкент: ПО «Узбекгеофизика», 1983. – 263 с. [Podschet zapasov gaza, nefiti i kondensata mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi v Uzbekskoj SSR. - Tashkent: PO «Uzbekgeofizika», 1983. – 263 s.]
- 5 Проект строительства скважин в Умиид-Кемачинской зоне. – Ташкент: «СредАЗНИПнефть», 1986. – 92 с. [Proekt stroitel'stva skvazhin v Umiid-Kemachinskoj zone. – Tashkent: «SredAZNIPneft'», 1986. – 92 s.]
- 6 Дивеев И.И. Анализ геолого-промысловых и геофизических материалов и создание геологической и гидродинамической модели месторождения Южный Кемачи на основе программных документов в Schlumberger (Neuralog, IP, Petrel, Eclipse). – Ташкент, ОАО «O'zLITINEFTGAZ», 2007. – 118 с. [Diveev I.I. Analiz geologopromyslovyh i geofizicheskikh materialov i sozdanie geologicheskoy i gidrodinamikoj modeli mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi na osnove programmyh dokumentov v Schlumberger (Neuralog, IP, Petrel, Eclipse). – Tashkent, ОАО «O'zLITINEFTGAZ», 2007. – 118 s.]
- 7 Ирматов Э.К. Предварительная технологическая схема разработки месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 1987. – 136 с. [Irmatov E.K. Predvaritel'naya tekhnologicheskaya skhema razrabotki mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi. – Tashkent: ОАО «UzLITineftgaz», 1987. – 136 s.]
- 8 Ирматов Э.К. Составление дополнительного варианта технологической схемы месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 1990. – 125 с. [Irmatov E.K. Predvaritel'naya tekhnologicheskaya skhema razrabotki mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi. – Tashkent: ОАО «UzLITineftgaz», 1987. – 136 s.]
- 9 Агзамов А.Х. Проект разработки месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 2000. – 92 с. [9 Agzamov A.H. Proekt razrabotki mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi. – Tashkent: ОАО «UzLITineftgaz», 2000. – 92 s.]

- 10 Назаров У.С. Проект совместной разработки нефтяной и газоконденсатной залежи месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», 2004. – 176 с. [Nazarov U.S. Proekt sovmestnoj razrabotki neftyanoj i gazokondensatnoj zalezhi mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi. – Tashkent: ОАО «UzLITIneftgaz», 2004. – 176 s.]
- 11 Бегметов О.К. Уточненный проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи Этап I. Анализ состояния разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2008. – 181 с. [Begmetov O.K. Utochnennyj proekt razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi Etap I. Analiz sostoyaniya razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi. – Tashkent: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2008. – 181 s.]
- 12 Шахназаров Г.А. Уточненный проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи Этап II. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2008. – 167 с. [SHahnazarov G.A. Utochnennyj proekt razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya YUzhnyj Kemachi Etap II. – Tashkent: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2008. – 167 s.]
- 13 Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977. – 288 с. [Mirzadzhanzade A.H., Stepanova G.S. Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefti i gaza. - M.: Nedra, 1977. – 288 s.]
- 14 Посевич А.Г., Ким Г.П. Определение объемов попутного газа и конденсата, извлеченных из нефтедобывающих скважин вместе с "прорывным" газом // Узбекский журнал нефти и газа. - 2000. - №1. - С. 33- 34. [Posevich A.G., Kim G.P. Opredelenie ob'emov poputnogo gaza i kondensata, izvlechennyh iz neftedobyvayushchih skvazhin vmeste s "proryvnym" gazom // Uzbekskij zhurnal nefti i gaza. - 2000. - №1. - S. 33- 34.]
- 15 Ирматов Э.К., Джалилов М.М., Хужаеров Б.Х., Агзамов А.Х. Использование вероятностно-статических методов при анализе и проектировании разработки месторождений нефти и газа. - Ташкент: Fanvatexnologiya. - 2016. - 304 с. [Irmatov E.K., Dzhaliilov M.M., Huzhaerov B.H., Agzamov A.H. Ispol'zovanie veroyatno-staticheskikh metodov pri analize i proektirovanii razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza. - Tashkent: Fanvatexnologiya. - 2016. - 304 s.]