

# ТЕХНОЛОГИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОМПОНЕНТООТДАЧИ

<sup>1</sup>К. т. н., доцент Асадова Х. Б.,

<sup>2</sup>Ст. преп. Авляярова Н. М.,

<sup>2</sup>Ст. преп. Азизова Д. Г.

<sup>1</sup>Узбекистан, Ташкент, Ташкентский государственный технический университет,  
Факультет Нефти и газа,

кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»;

<sup>2</sup>Узбекистан, Каршинский инженерно-экономический институт,

Факультет Нефти и газа,

кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**Abstract.** The article presents the search for solutions aimed at, first of all, oil and gas fields with thin oil rim intensify their removal to the achievement of higher values component giving and economic efficiency. However, the discovery and development of new oil and gas fields, are characterized by a complex structure and a multi-component composition of the reservoir system, requiring the search for new technologies, solutions aimed at increasing their component giving. To do this, you must study the evidence of the deposit. In this connection, to increase the production of liquid hydrocarbons was proposed theoretical and practical solutions, such as the transition to the joint development of oil and gas condensate deposits of parts, single-spaced perforations, a single grid of wells

Исследования в области компонентоотдачи пласта начались в начале 50-х годов, когда для этих целей применялись сеточные модели нефтегазоконденсатных пластов, построенные по принципу аналогии процессов протекающих в электрических сетях и фильтрации пластовых флюидов в пористой среде. Однако, высокая стоимость, громоздкость и сложность работы с этим оборудованием не позволили наладить регулярные исследования в этой области. В последующие годы, с совершенствованием технологии проведения экспериментов, а также появление быстродействующей вычислительной техники и разработки программных средств исследования в области компонентоотдачи пласта заметно продвинулись. Однако, открытие и разработка новых нефтегазоконденсатных месторождений, характеризующихся сложным строением и многокомпонентным составом пластовой системы, потребовало поиска новых технологий, решений направленных на увеличение их компонентоотдачи [1]

Поиск решений, направленных на рациональное использование природных ресурсов и, в первую очередь, нефтегазоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками, интенсификацию их извлечения с достижением более высоких значений компонентоотдачи и экономической эффективности, является актуальным. Для этого необходимо изучения фактических данных по месторождению.

Нефтегазоконденсатное месторождение Малая была открыто в 1979 году и в 1980 г. было введено в опытно-промышленную эксплуатацию нефтяной оторочки [4].

Продуктивными на месторождении Малая являются горизонты XV-Р и XV-НР. Несмотря на некоторые различия коллекторских свойств продуктивных горизонтов, учитывая массивное строение залежи, близость в разрезе продуктивных горизонтов, идентичность свойств флюидов, отметок ВНК и ГНК, а также наличие гидродинамической связи между ними, горизонты XV-Р и XV-НР рассматривались как единый эксплуатационный объект. В период с 2008 г. по 2012 г. весь фонд пробуренных скважин использовался неэффективно, несмотря на то, что коэффициент использования фонда скважин достаточно высокий (0,80-0,83). Такое высокое значение коэффициента использования фонда скважин в рассматриваемый период объясняется тем, что фонд действующих скважин увеличивается за счет пуска ранее бездействующих скважин и бурения новых, скважины уже не останавливают при увеличении газового фактора, как раньше, и в условиях прорыва газа последний добывается как попутный продукт. Это, в конечном счете, приводит к переключению нефтяной скважины в газовый режим, что негативно сказывается на конечном коэффициенте извлечения нефти.

Весь фонд нефтедобывающих скважин месторождения Малая эксплуатируется внутрискважинным бескомпрессорным газлифтным способом, в связи с чем его можно также классифицировать как нефтегазодобывающий фонд. По состоянию на 01.01.2013 г на месторождении Малая пробурено 99 скважин, из них 77 эксплуатационных скважин. До 2004 г. разработка месторождения была направлена на опережающую выработку нефтяной части залежи. При прорыве газа к интервалам перфорации в нефтяной части залежи нефтедобывающие скважины консервировались.

При такой системе разработки в результате непродолжительной безводной и безгазовой добычи нефти, сопровождавшейся быстрыми прорывами вышележащего газа и подошвенной воды, незначительного фонда нефтедобывающих скважин и, следовательно, незначительных темпов отбора, разработка месторождения становится экономически 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.

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 (рис.1)

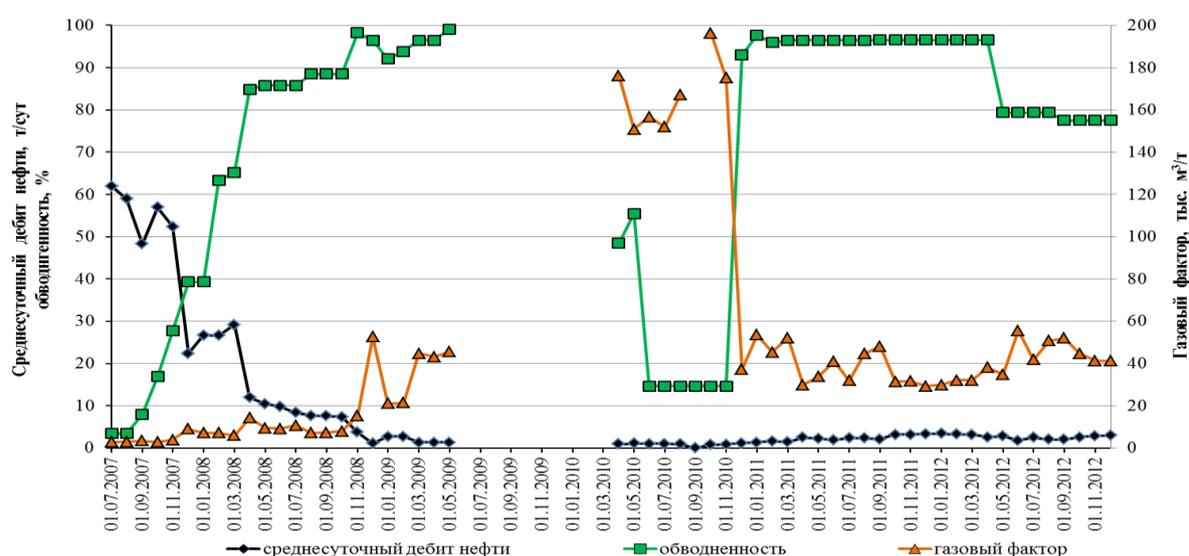


Рис. -1. Технологические показатели работы горизонтальной скважины № 74 г

Также для технологических решений направленных для увеличения компонентоотдач и 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. Из рис. 1 видно что, по скважинам №№ 80г и 87г в процессе эксплуатации происходило быстрое обводнение добываемой продукции и, соответственно, резкое падение среднесуточного дебита нефти. Полученные показатели работы скважин искажают реальную эффективность использования горизонтальных скважин. По этой причине скважины №№ 80г и 87г в анализе эффективности применения горизонтальных скважин не участвуют. Показатели эксплуатации горизонтальной скважины № 54г сопоставлялись с показателями вертикальных скважин №№ 56, 58 и 71, скважины № 59г – с № 61 и скважины № 74г – с №№ 68, 73 и 94.

Начальный среднесуточный дебит нефти средней горизонтальной скважины больше в 4,4 раза, чем по средней вертикальной скважине. Накопленная добыча нефти средней горизонтальной скважины в 4,6 раз больше чем по средней вертикальной скважине при том, что среднее время работы горизонтальной скважины оказалось меньше (5 против 6 лет).

Кроме того, средний газовый фактор и обводненность (от накопленных значений) горизонтальных скважин меньше в 2,6 раз и 1,2 раза соответственно. Так как горизонтальные скважины имели меньший темп обводнения и прорыва свободного газа, т.е. удельный расход

энергии по ним меньше, и добыча нефти по ним значительно превышала добычу вертикальных скважин, очевидна высокая эффективность их применения. Несмотря на это, после 2008 г. в основном из-за неисправности навигационного оборудования не пробурено ни одной горизонтальной скважины.

При разработке месторождения Малая принято, что каждая добывающая скважина дренирует определенный объем залежи. При этом проектные добывающие скважины размещались по равномерной треугольной сетке, т. к. при таком расположении залежь вырабатывается наиболее полно, т.е. достигается более равномерное распределение градиентов давления, чем, например, при квадратной сетке. [3]

Расчеты проводились для средней скважины с использованием аналитических методов расчета, а также численного моделирования на математических гидродинамических моделях. При этом учитывались фактические данные по истории разработки месторождения, а также различие зон по ФЕС в которых закладывались проектные скважины. Полученные результаты экстраполировались на все месторождение.

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.

В целях стабилизации добычи нефти в 2012 г. и в первом квартале 2013 г. на месторождении Малая были произведены капитальные ремонты по следующим направлениям: зарезка второго ствола, водоизоляция и перевод на вышезалегающий интервал эксплуатации.

За счет зарезки второго ствола по скважинам №№ 3 и 55 прирост нефти был получен только в скважине № 55 и составил 4,8 т/сут, прирост свободного газа и конденсата был получен в обеих скважинах и составил соответственно 406,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут, и 28,8 т/сут. За счет зарезки второго ствола прирост накопленной добычи нефти за рассматриваемый период составил 772,1 т, газа – 41,702 млн. м<sup>3</sup>, конденсата – 1868,9 т.

За счет изоляции действующего интервала перфорации и перевода на вышезалегающий интервал эксплуатации, проведенного по 24 скважинам был получен суммарный дебит нефти в размере 39,4 т/сут, дебит свободного газа – 2891,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит конденсата – 91,2 т/сут. Накопленная добыча нефти за рассматриваемый период составила – 5089,0 т, свободного газа – 574,076 млн. м<sup>3</sup>, конденсата – 22090,0 т.

Так как нефтяная оторочка имеет малую толщину, после изоляции действующего интервала перфорации и перевода на вышезалегающий интервал эксплуатации, скважины не редко оказываются в газодобывающем фонде, т.е. значительная доля извлекаемых запасов после перевода остается потерянной. В связи с этим необходимо отметить тот факт, что технология работ по изоляции водопритоков, проведенных на месторождении Малая, устарела [2]. За последнее время лишь по скважине № 24 в ноябре 2007 г. были проведены работы по новой технологии в корне отличающейся от применяемых ранее.

Применение новых технологий по ограничению и изоляции водопритоков без переноса интервала перфорации – необходимость для оптимальной разработки месторождений Малая.

Сводная таблица радиального бурения на скважинах №№ 68,70,76

Таблица 1. Сводная таблица радиального бурения на скважинах №№68-70-76

| № | № Скважины | Глубина скважины метр | Длина канала (радиальное бурение) | Обводненность скважины |         | Увеличение плотности жидких углеводородов |         | Обводненность продукции |         | На протяжении радиального бурения дополнительно добыта тонна |
|---|------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------|---------|---|---------|-------------------------|---------|--|
|   |            |                       |                                   | До %                   | После % | До %                                      | После % | До %                    | После % |  |
| 1 | 68         | 2316,0                | 100                               | 50                     | 63      | 0,821                                     | 0,841   | 38                      | 50      | 935,5  |
| 2 | 70         | 2320                  | 100                               | 28                     | 31      | 0,825                                     | 0,860   | 18                      | 8       | 778,1  |
| 3 | 76         | 2316                  | 100                               | 51                     | 59      | 0,808                                     | 0,850   | 25                      | 51      | 941,8  |

С целью оптимизации добычи нефти было принято решение установить в НКТ скважины № 117 забойное устройство «СОД» создавшее дополнительное переменное гидродинамическое сопротивление на забое скважины, автоматически поддерживающее оптимальное забойное давление и стабилизирующее работу скважины [3]. В тоже время, было осуществлено внедрение «забойных штуцеров» по скважинам №№ 66, 68, 70, 76, 79, 83, 84, 85, 100, 103, 113, 114, 115, в части скважин был получен эффект аналогичный внедрению технологии «СОД» приведенная на таб 1.

В результате внедрения новых технологических решений и эксплуатации скважины с устройством «СОД» GMG International и части скважин с устройством установлено:

1. Увеличение дебита нефти и замедление темпа его падения;
2. Уменьшение газового фактора и обводненности продукции;
3. Замедление темпа падения пластового давления, и соответственно продление срока фонтанного режима и увеличение коэффициента нефтеотдачи.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Брусиловский А.И., Щенкина Н.Е., Закиров С.Н. Прогнозирование технологических показателей разработки и эксплуатации газоконденсатного месторождения при реализации сайклинг – процесса // Сб. научн. тр. ВНИИгаза. – М., 1988. – С. 82 – 87.
2. Лысенко В.Д. Методы радикального увеличения добычи нефти и нефтедобычи пластов // Нефтепромысловое дело. – М., 2007. – №4. – С. 4–8.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Ковалев А. Г. Физика нефтяного и газового пласта. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005, 280 с.