

Оценка технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов, проводимых на скважинах действующего фонда

Эксплуатация нефтегазовых месторождений на поздней стадии разработки характеризуется постоянным главным падением добычи. Это связано, прежде всего, с истощением запасов, снижением пластового давления и увеличением обводненности продукции добывающих скважин. Для поддержания добычи на прежнем уровне или для снижения темпов ее падения применяют различные методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), что позволяет вести разработку более эффективно и в итоге увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи (КИН).

New Methods to Evaluate the Performance of Enhanced Oil Recovery Techniques in Active Wells

One of the specific features of Brownfield development is a gradual yet steady production decline. First and foremost, this is caused by reserves depletion, reservoir pressure decline, and increased watercut. Various enhanced oil recovery (EOR) techniques are used to maintain production or slow down its declining production rates and therefore develop the field more efficiently and increase ultimate oil recovery.



Андрей Лопухов

(ANLopuhov@tnk-bp.com), геолог, ОАО «Самотлорнефтегаз»

Andrey Lopukhov

(ANLopuhov@tnk-bp.com), Geologist, Samotlorneftegaz



Для оценки технологической эффективности МУН необходимо определить величину дополнительной добычи нефти от проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), для чего существует целый ряд методик, основанных на сопоставлении базовой (прогнозной) и фактической добычи нефти со скважинами на конец расчетного периода. Именно эта разница и определяет величину дополнительной добычи нефти.

Базовая добыча рассчитывается по характеристикам вытеснения, которые более всего подходят к данным условиям разработки объекта, то есть имеют максимальную сходимость с фактическими данными объекта. С другой стороны, оценка технологической эффективности МУН должна быть связана с прогнозированием добычи на

EOR performance evaluation relies on the estimation of post-well workover incremental oil production. It can be determined through a number of techniques, all of which compare base (forecasted) oil production to actual oil production by the end of the calculation period. It is this difference that shows the incremental oil production volume.

To determine base production, displacement characteristics are used which most accurately correspond to the current development conditions, i.e. are most similar to those of the target. On the other hand, EOR performance evaluation considers production forecasts for the coming period, since well workover performance is also planned within this process. In other words, oil production planning or incremental production planning should use the same processes or procedures with the same calculation

будущий период, так как при этом также планируется эффективность ГТМ. Другими словами, планирование добычи нефти или планирование дополнительной добычи нефти и оценка технологической эффективности ГТМ должны осуществляться по одним и тем же методикам или методикам, в которые заложен один и тот же принцип расчета.

Применяемая в настоящее время методика оценки технологической эффективности ГТМ (МУН) основана на методике

прогнозирования добычи нефти, разработанной специалистами ТНК-ВР в 2007 году. Суть методики состоит в том, что прогнозирование добычи нефти осуществляется с учетом потерь, возникающих в результате истощения и роста обводненности разрабатываемого объекта, а также вывода скважин из эксплуатации. Расчет потерь нефти осуществляется по экспоненциальной зависимости, учитывающей темп падения дебита скважин на будущий период, определяемый на основе аналогичных показателей предшествующего периода. При этом для более точного прогнозирования потерь темп падения дебитов рассчитывается отдельно для скважин базового фонда – без ГТМ (МУН) – и скважин фонда с ГТМ (МУН), причем в последнем случае расчеты выполняются по каждому виду ГТМ (МУН) отдельно, так как тренды падения дебита могут существенно отличаться.

Существующая методика оценки технологической эффективности ГТМ

Применяемая в настоящее время методика оценки технологической эффективности ГТМ (МУН) предусматривает расчет дополнительной добычи нефти по следующему алгоритму.

Сначала определяется экспоненциальный коэффициент падения дебита скважин базового фонда, включающего все скважины месторождения, не подверженные воздействию ГТМ (МУН) в предшествующий период, без учета их расположения по площади месторождения и эксплуатируемых объектов (пластов). Расчет проводится по среднесуточным дебитам всех скважин за первый и двенадцатый месяц года. Экспоненциальный коэффициент падения рассчитывается по формуле (I):

$$a = \ln\left(\frac{q_n}{q_k}\right) \text{ (I),}$$

где:

- » q_n – добыча на начало расчетного периода (месяц 1);
- » q_k – добыча на конец расчетного периода (месяц 12).

principles as those used for well workover performance evaluation.

The currently used method to evaluate well workover (JOR) performance is based on the oil production forecast procedure developed by TNK-BP specialists back in 2007. According to this procedure, oil production forecasting

should consider oil losses caused by the development target depletion and watercut increases as well as well decommissioning. Oil losses are calculated by the exponential relationship

that relies on the production decline for the coming period, which in its turn is determined based on the performance in the previous period. Losses are forecasted more accurately when production decline rates are calculated independently for the base well-stock where no well workover (JOR) was performed and the well-stock subjected to well workover (JOR); in the latter case, calculations should be made for each well workover (JOR) type individually since production decline rates can differ significantly.

Current Method to Evaluate Well workover Performance

The following algorithm to calculate incremental oil production is currently used to evaluate well workover (JOR) performance.

First, the production decline exponential factor is determined for the base well-stock. It includes all wells in the field regardless of their location and the reservoirs operated where no well workover (JOR) was performed in the previous period. Daily production rates of all wells in the first and the twelfth month of the year are used to calculate the production decline exponential factor:

$$a = \ln\left(\frac{q_n}{q_k}\right) \text{ (I),}$$

where:

- » q_n is production in the beginning of the calculation period (month 1)
- » q_k is production in the end of the calculation period (month 12)

The same formula is used to calculate production decline exponential factor for wells after well workover (JOR). The calculation considers data from all wells where well workover was performed under similar conditions, regardless of their location in the field and reservoirs operated.

After that base daily production and post-JOR daily production are forecasted for 12 months with due regard for the production decline rate in the previous period. For wells after JOR, flow rate with baseline increment serves as the initial flow rate.

Табл. 1: Расчет темпа падения по фактическим дебитам скважин с разбивкой по пластам
Table 1: Production Decline Rates by Well and by Reservoir

Аналогично определяется экспоненциальный коэффициент падения дебита по скважинам с ГТМ (МУН). В расчете участвуют все скважины с проведенными на них ГТМ при аналогичных условиях (без учета расположения по площади месторождения и эксплуатируемых объектов (пластов)).

После этого выполняется прогнозный расчет базовой среднесуточной добычи и среднесуточной добычи, полученной от МУН, на 12 месяцев с учетом темпа падения по предыдущему периоду. При этом начальным дебитом для скважин после применения МУН является дебит с учетом минимально-необходимого прироста.

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

Пласт Reservoir	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd		
	БВ10(1-2) BV10(1-2)	ЮВ1 JV1	Среднее значение Average
	Скважина Well	801e	
Месяц 1 Month 1	44,6	19,3	32,0
Месяц 2 Month 2	42,8	19,7	31,3
Месяц 3 Month 3	39,5	17,9	28,7
Месяц 4 Month 4	34,1	17,7	25,9
Месяц 5 Month 5	31,2	18,2	24,7
Месяц 6 Month 6	30,7	17,1	23,9
Месяц 7 Month 7	29,4	17,1	23,3
Месяц 8 Month 8	29,5	17,4	23,5
Месяц 9 Month 9	29,0	15,6	22,3
Месяц 10 Month 10	29,7	11,7	20,7
Месяц 11 Month 11	28,5	12,8	20,7
Месяц 12 Month 12	22,5	10,9	16,7
Экспоненциальный коэффициент падения Production Decline Exponential Factor	68,4%	57,6%	65,0%

Табл. 2: Расчет темпа падения по фактическим дебитам скважин по элементам разработки
Table 2: Production Decline Rates by Well and by Development Element

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

Пласт и элемент разработки Reservoir & Development Element	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd							
	Элемент 01_06 пласта БВ10(1-2) 01_06 Element of BV10(1-2) Reservoir				Элемент 01_01 пласта ЮВ1 01_01 Element of JV1 Reservoir			
Скважина Well	12257	12259b / 6	12021	Среднее значение Average	760	9924	735b / 6	Среднее значение Average
Месяц 1 Month 1	2,9	5,0	11,7	6,5	10,5	10,7	3,1	8,1
Месяц 2 Month 2	3,6	6,2	12,6	7,5	3,0	8,8	2,8	4,9
Месяц 3 Month 3	3,7	6,3	12,5	7,5	5,4	9,6	2,7	5,9
Месяц 4 Month 4	3,8	6,3	12,1	7,4	5,1	7,5	2,7	5,1
Месяц 5 Month 5	4,2	5,8	16,4	8,8	5,6	6,4	2,5	4,8
Месяц 6 Month 6	3,1	4,4	18,7	8,7	4,7	5,8	2,7	4,4
Месяц 7 Month 7	3,1	4,4	17,3	8,2	4,0	9,3	2,6	5,3
Месяц 8 Month 8	3,2	4,5	12,4	6,7	3,4	7,7	3,0	4,7
Месяц 9 Month 9	4,7	4,4	10,9	6,7	5,6	11,5	4,2	7,1
Месяц 10 Month 10	3,8	3,7	10,5	6,0	3,0	8,0	4,2	5,1
Месяц 11 Month 11	3,8	4,2	11,3	6,4	2,8	8,4	3,0	4,7
Месяц 12 Month 12	4,8	4,5	9,8	6,3	3,6	12,6	2,9	6,4
Экспоненциальный коэффициент падения Production Decline Exponential Factor	-50,0%	10,9%	18,0%	2,8%	107,0%	-16,3%	8,3%	23,5%



ПРИГЛАШАЕМ НА ММЭФ-2011

MOSCOW INTERNATIONAL ENERGY FORUM

«ТЭК РОССИИ В ХХI ВЕКЕ»

**МОСКОВСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ**

6-9 апреля 2011 г.

**г. Москва
Центральный Выставочный Зал «Манеж»**

**Организационный комитет
119019, Москва, а/я 76
Тел./Факс: +7 (495) 664-24-18**

www.mief-tek.com

info@mief-tek.com

**Рис 1: Карта текущих отборов элемента М-1
объекта БВ10(1-2) на 01.01.2007**

**Pic 1: Production Map of M-1 Element of BV10(1-2)
Reservoir as of 01.01.2007**

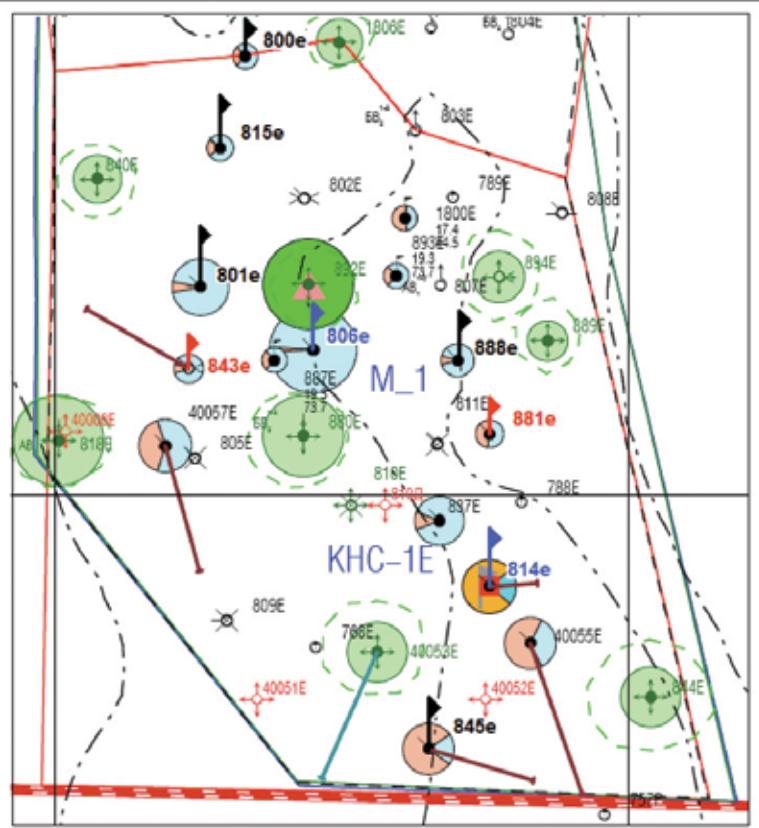
Скважины, дебит которых взят для расчета базового темпа падения добычи
Период расчета: 01.01.2007 – 01.01.2009
МУН не проводился

Wells with Flow Rates Used to Define Base Production Decline Rate
Calculation Period: 01.01.2007 – 01.01.2009
EOR not Performed

Скважины, дебит которых взят для расчета темпа падения добычи после МУН
Период расчета: 01.12.2006 – 01.05.2008
Вид МУН: оптимизация

Wells with Flow Rates Used to Define Post-EOR Production Decline Rate
Calculation Period: 01.12.2006 – 01.05.2008
EOR Type: Optimization

Скважины, дебит которых взят для расчета темпа падения добычи после МУН
Период расчета: 01.03.2007 – 01.04.2008
Вид МУН: ОПЗ при ПРС
Wells with Flow Rates Used to Define Post-EOR Production Decline Rate
Calculation Period: 01.03.2007 – 01.04.2008
EOR Type: BHT while Well Servicing



Наконец, дополнительная годовая добыча рассчитывается как разница между прогнозной накопленной базовой добычей и прогнозной накопленной добычей после применения МУН с учетом времени работы скважин за этот период.

Таким образом, основным критерием прогнозирования дополнительной добычи нефти и оценки технологической эффективности ГТМ является темп падения дебита, рассчитанный по экспоненциальной зависимости (I).

Рассматривая динамику изменения суточного дебита и экспоненциальные коэффициенты падения дебита по объектам (Табл. 1) и элементам разработки (Табл. 2), можно заметить, что они изменяются существенно – это связано с различиями геолого-физических характеристик пластов (объектов) и физико-химических характеристик добываемой жидкости, а также с энергетическим состоянием объектов, компенсацией отборов закачкой и другими факторами.

Таким образом, если базовый фонд месторождения в большинстве своем эксплуатирует один объект, а ГТМ (МУН) проводится на другом объекте, то дополнительная добыча от ГТМ (МУН) может быть рассчитана некорректно. Иными словами, при оценке технологической эффективности ГТМ темп падения дебита нужно рассчитывать индивидуально по каждому объекту и по возможности с привязкой к элементу разработки.

Finally, base cumulative production forecast is compared to post-EOR cumulative production forecast with due regard for well operation time during the calculation period. The difference between the two will be the annual incremental production.

Thus, the production decline rate calculated by the exponential relationship (I) is the key determinant to forecast incremental oil production and evaluate well workover performance.

Take a look at the daily rate profiles and production decline exponential factors by target (Table 1) and development element (Table 2). The significant variations are caused by different geological and physical characteristics of reservoirs (targets), different physical and chemical properties of produced fluid as well as by different reservoir energy conditions, compensation ratios, etc.

This means that incremental production after well workover (EOR) can be calculated incorrectly if the base well-stock and post-EOR well-stock operate different targets. In other words, well workover performance evaluation should rely on production decline rates calculated individually for each target or even each development element wherever possible.

Each Development Element Treated Individually

The new method to evaluate well workover performance also determines decline rates for base production and post-EOR production, yet considers wells operating the same

Табл. 3: Результат расчета темпа падения базовой добычи

Table 3: Base Production Decline Rate Calculation

Индивидуальный подход к каждому элементу разработки

Предлагаемая новая методика расчета эффективности МУН с учетом темпа падения, полученного по одному объекту и одному элементу, также строится на расчете темпа падения базовой добычи и добычи от скважин с МУН. Для примера рассмотрим оценку технологической эффективности двух видов ГТМ – оптимизация и обработка призабойной зоны (ОПЗ) при подземном ремонте скважин (ПРС), выполненных на скважинах элемента М-1 объекта БВ10(1-2) Самотлорского месторождения (Рис. 1).

Сначала подбирается группа скважин объекта, не подверженная ГТМ (МУН) в предшествующем периоде (один год), – в нашем

случае, расчет проводился

по скважинам 800е, 815е, 801е, 888е и 845е. По выбранным скважинам определяется средний дебит на начало и конец периода и по формуле (I) рассчитывается темп падения базовой добычи нефти – по элементу М-1 объекта БВ10(1-2) экспоненциальный коэффициент падения базовой добычи составил 93,2% (Табл. 3).

После этого подбираются скважины того же эксплуатационного объекта, на которых в предшествующий период (один год) был выполнен один и тот же вид МУН. В нашем случае расчет проводился по скважинам 806е и 814е (вид МУН – оптимизация) и 881е и 843е (вид МУН – ОПЗ при ПРС). По выбранным скважинам также определяется средний дебит на начало и конец периода и по формуле (I) рассчитывается темп падения суточной добычи – по фактическим данным скважин 806е, 814е, 881е и 843е, экспоненциальный коэффициент падения составил 79,6% по оптимизации и 67,1% по ОПЗ при ПРС (Табл. 4).

Прогнозный расчет базовой добычи проводится с учетом темпа падения, полученного по скважинам базового фонда в предшествующем периоде (Табл. 3), начальным дебитом при этом является фактический дебит скважины на дату проведения МУН. Прогнозная добыча, получаемая после

Скважина Well	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd					
	800e	815e	801e	888e	845e	Среднее значение Average
Месяц 1 Month 1	3,0	10,6	80,1	23,0	282,8	79,9
Месяц 2 Month 2	2,4	10,6	79,4	14,8	261,9	73,8
Месяц 3 Month 3	2,4	10,4	66,7	14,4	248,3	68,4
Месяц 4 Month 4	2,3	9,9	41,2	9,7	228,3	58,4
Месяц 5 Month 5	2,2	9,2	31,4	9,5	214,1	53,3
Месяц 6 Month 6	2,1	8,4	44,6	8,0	208,2	54,3
Месяц 7 Month 7	2,1	8,3	42,8	7,9	208,1	53,9
Месяц 8 Month 8	2,3	8,0	39,5	7,2	196,8	50,8
Месяц 9 Month 9	1,9	7,2	34,1	6,7	149,3	39,8
Месяц 10 Month 10	1,9	7,1	31,2	6,5	139,5	37,2
Месяц 11 Month 11	1,7	7,1	30,7	6,5	120,5	33,3
Месяц 12 Month 12	1,6	6,8	29,4	6,2	113,3	31,5
Экспоненциальный коэффициент падения Production Decline Exponential Factor						93,2%

development target or the same development element. Let us evaluate performance of two types of well workover, i.e. optimization and bottomhole treatment (BHT) while well servicing, performed in wells of M-1 element of Samotlor's BV10(1-2) reservoir (Fig. 1).

First, wells are identified that operate the selected target and experienced no well workover (EOR) in the previous period (one year); in our case, these were wells 800e, 815e, 801e, 888e, and 845e. The average flow rate of the selected wells is determined for months 1 and 12, and formula (I) is used to calculate base oil production decline rate. For M-1 element of BV10(1-2) reservoir the exponential factor of base production decline equaled to 93.2 percent (Table 3).

After that, wells are selected that operate the same development target and experienced a specific EOR type in the previous period (one year). In our case, wells 806e and 814e were subjected to optimization and wells 881e and 843e were subjected to BHT well servicing. For these wells, the average flow rate for months 1 and 12 is also determined, and the production decline rate is also calculated by formula (I). Actual data from wells 806e, 814e, 881e, and 843e were used to derive production decline exponential factors after optimization and BHT while well servicing and these amounted to 79.6 percent and 67.1 percent, correspondingly (Table 4).

Табл. 4: Результат расчета темпа падения добычи по видам МУН

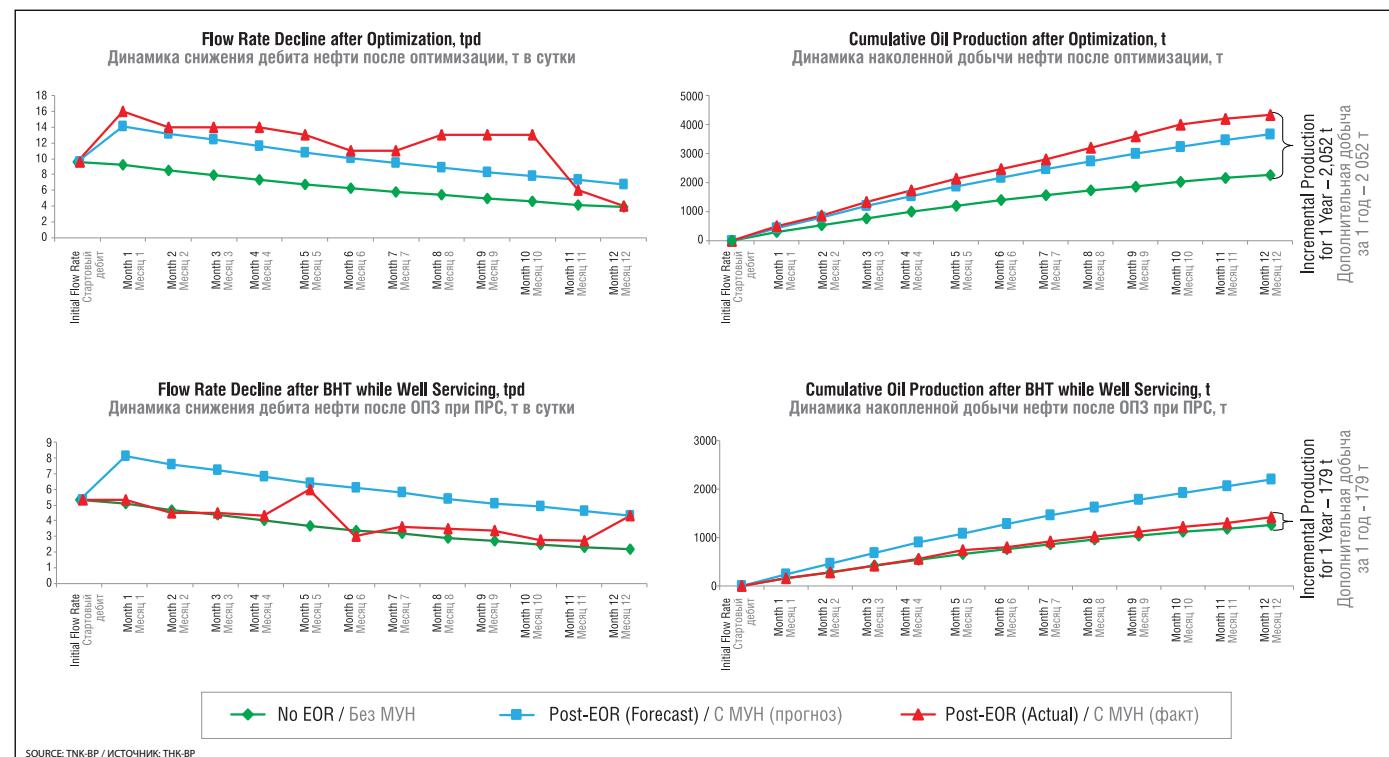
Table 4: Production Decline Rate Calculation by EOR Type

Вид ГТМ Wellwork Type	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd						
	Оптимизация Optimization			ОПЗ при ПРС BHT while Well Servicing			
	Скважина Well	806e	814e	Среднее значение Average	881e	843e	Среднее значение Average
Месяц 1 Month 1	4,8	15,2	10,0	44,0	26,8	35,4	
Месяц 2 Month 2	7,3	18,7	13,0	41,9	25,5	33,7	
Месяц 3 Month 3	5,8	13,0	9,4	42,2	19,5	30,8	
Месяц 4 Month 4	5,6	15,1	10,4	34,0	16,7	25,3	
Месяц 5 Month 5	4,1	14,3	9,2	28,0	16,0	22,0	
Месяц 6 Month 6	4,2	13,7	8,9	23,0	14,0	18,5	
Месяц 7 Month 7	4,2	1,8	3,0	21,2	14,1	17,7	
Месяц 8 Month 8	5,4	1,5	3,4	19,7	14,1	16,9	
Месяц 9 Month 9	9,6	1,1	5,3	22,4	13,7	18,1	
Месяц 10 Month 10	9,9	1,0	5,5	25,2	16,3	20,7	
Месяц 11 Month 11	10,1	1,2	5,7	19,3	17,2	18,2	
Месяц 12 Month 12	8,3	0,7	4,5	19,9	16,3	18,1	
Экспоненциальный коэффициент падения Production Decline Exponential Factor			79,6%			67,1%	

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БР

Рис. 2: Падение дебита и накопленной добычи нефти после МУН

Fig 2: Flow Rate Decline and Cumulative Oil Production after EOR



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БР

MOSCOW
EXPOCENTRE
2011
www.mioge.com
www.mioge.ru



MIOGE
11th MOSCOW INTERNATIONAL
OIL & GAS
EXHIBITION

21-24 JUNE 2011



RPGC

**9th RUSSIAN
PETROLEUM & GAS
CONGRESS**

21-23 JUNE 2011



ORGANISERS



ITE LLC Moscow
Tel.: + 7 (495) 935 7350, 788 5585
Fax: + 7 (495) 935 7351
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

Табл. 5: Результат прогнозирования добычи по видам МУН

Table 5: Production Forecast by EOR Type

Вид МУН EOR Type	Оптимизация Optimization				ОПЗ при ПРС BHT while Well Servicing			
	Добыча со скважины без МУН (прогноз) Well Production without EOR (Forecast)		Добыча со скважины после МУН (прогноз) Well Production after EOR (Forecast)		Добыча со скважины без МУН (прогноз) Well Production without EOR (Forecast)		Добыча со скважины после МУН (прогноз) Well Production after EOR (Forecast)	
	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t
Стартовый дебит Initial Flow Rate	9,6	0	14,6	0	5,3	0	8,3	0
Месяц 1 Month 1	9,2	286	14,1	437	5,1	158	8,1	250
Месяц 2 Month 2	8,5	525	13,2	807	4,7	289	7,6	463
Месяц 3 Month 3	7,9	770	12,4	1 191	4,4	424	7,2	686
Месяц 4 Month 4	7,3	989	11,6	1 539	4,0	545	6,8	891
Месяц 5 Month 5	6,8	1 199	10,8	1 875	3,7	660	6,4	1 090
Месяц 6 Month 6	6,3	1 387	10,1	2 179	3,4	764	6,1	1 273
Месяц 7 Month 7	5,8	1 567	9,5	2 474	3,2	863	5,8	1 452
Месяц 8 Month 8	5,4	1 733	8,9	2 749	2,9	954	5,4	1 620
Месяц 9 Month 9	5,0	1 882	8,3	2 998	2,7	1 036	5,1	1 775
Месяц 10 Month 10	4,6	2 024	7,8	3 238	2,5	1 114	4,9	1 925
Месяц 11 Month 11	4,2	2 151	7,3	3 456	2,3	1 184	4,6	2 063
Месяц 12 Month 12	3,9	2 272	6,8	3 667	2,2	1 251	4,3	2 198

проведения МУН, рассчитывается по тому же принципу, но с учетом темпа падения по видам МУН (Табл. 4); здесь начальным дебитом является ожидаемый дебит скважины после МУН (ожидаемый прирост после проведения оптимизации составляет 5 т, после проведения ОПЗ – 3 т). В результате прогнозного расчета эффект от МУН составил 1 395 т по оптимизации и 947 т по ОПЗ при ПРС (Табл. 5).

Оценка фактической эффективности ГТМ проводится аналогично прогнозированию, только стартовым дебитом скважины является дебит, полученный после МУН в первый месяц эксплуатации. Дополнительная добыча определяется как разница между прогнозной накопленной базовой добычей, полученной с учетом темпа падения, и фактической накопленной добычей нефти на конец расчетного периода. В результате фактической оценки технологического эффекта дополнительная добыча от МУН составила 2 052 т по оптимизации и 179 т по ОПЗ при ПРС (Табл. 6, Рис. 2).

To forecast base production, base well-stock production decline rate in the previous period (Table 3) is used; the initial flow rate in this case is the actual well flow rate as of the EOR application date. Similar principle is applied to forecast post-EOR production. In this case, production decline rates by EOR types are used (Table 4) while the expected post-EOR flow rate (+5 t after optimization and +3 t after BHT) is used as the initial flow rate. Thus, the forecasted EOR effect was 1,395 t after optimization and 947 t after BHT while well servicing (Table 5).

The principle to define well workover actual performance is similar to that to forecast performance; the only difference is that it is the post-EOR flow rate in the first month of operation that is taken as the initial flow rate. The margin between cumulative base production forecast obtained with due regard for the production decline rate and actual cumulative oil production by the end of the calculation period is actually the post-EOR incremental oil production. In our example, incremental oil production reached 2,052 t after optimization and 179 t after BHT while well servicing (Table 6, Fig. 2).

VIII Международная конференция

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ - 2011

20 мая, Москва, отель «Балчуг Кемпински»

- Главное мероприятие отрасли, в течение 8 лет проходящее при поддержке ОАО «Газпром»
- Уникальный источник оперативной и актуальной информации о шельфовых проектах арктических, дальневосточных и южных морей
- Открытый доступ к перспективным технологиям и успешному опыту ведущих компаний по освоению шельфовых месторождений
- Возможность узнать из первых уст о политике и планах Администраций крупнейших нефтегазоносных регионов страны
- 160-180 делегатов ежегодно – представителей высшего управленческого звена (руководство компаний-операторов или профильных подразделений)
- Постоянные участники: крупнейшие компании-операторы на российском шельфе

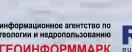
ОРГАНИЗАТОР



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



Контактная информация:

Тел. +7 (495) 502-5433

E-mail: ElkanovaO@rpi-inc.com

<http://www.rpi-conferences.com/>

Контактное лицо: Ольга Елканова

СКИДКА*
5%

ФИО.....

Отправьте заполненную
форму по факсу:

+7 (495) 258-1664

Должность.....

Компания.....

*Предъявителю данной
регистрационной формы
предоставляется 5% скидка
от суммы регистрационного
взноса

Телефон.....

E-mail.....

Табл. 6: Результат фактической оценки добычи нефти по видам МУН

Table 6: Actual Oil Production by EOR Type

Вид МУН EOR Type	Оптимизация Optimization				ОПЗ при ПРС BHT while Well Servicing			
	Добыча со скважины без МУН (прогноз) Well Production without EOR (Forecast)		Добыча со скважины после МУН (прогноз) Well Production after EOR (Forecast)		Добыча со скважины без МУН (прогноз) Well Production without EOR (Forecast)		Добыча со скважины после МУН (прогноз) Well Production after EOR (Forecast)	
Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	Дебит нефти, т в сутки Oil Flow Rate, tpd	Накопленная добыча нефти, т Cumulative Oil Production, t	
Стартовый дебит Initial Flow Rate	9,6	0	9,6	0	5,3	0	5,3	0
Месяц 1 Month 1	9,2	286	16,0	446	5,1	158	5,3	163
Месяц 2 Month 2	8,5	525	14,0	881	4,7	289	4,5	290
Месяц 3 Month 3	7,9	770	14,0	1 319	4,4	424	4,5	430
Месяц 4 Month 4	7,3	989	14,0	1 729	4,0	545	4,3	559
Месяц 5 Month 5	6,8	1 199	13,0	2 123	3,7	660	6,0	744
Месяц 6 Month 6	6,3	1 387	11,0	2 457	3,4	764	3,0	810
Месяц 7 Month 7	5,8	1 567	11,0	2 795	3,2	863	3,6	921
Месяц 8 Month 8	5,4	1 733	13,0	3 202	2,9	954	3,5	1 028
Месяц 9 Month 9	5,0	1 882	13,0	3 606	2,7	1 036	3,4	1 129
Месяц 10 Month 10	4,6	2 024	13,0	4 005	2,5	1 114	2,8	1 217
Месяц 11 Month 11	4,2	2 151	6,0	4 187	2,3	1 184	2,7	1 297
Месяц 12 Month 12	3,9	2 272	4,0	4 325	2,2	1 251	4,3	1 430

Как мы видим, в результате полученного расчета прогнозная добыча значительно расходится с фактической, причина этому – малая выборка скважин для расчета темпов падения и воздействие систем поддержания пластового давления. Вместе с тем, предложенное дополнение к методике оценки эффективности ГТМ (МУН) позволяет более точно определить величину дополнительной добычи нефти со скважины, а в некоторых случаях повысить ее за счет более корректной оценки базовой добычи. Кроме того, это дополнение позволит учесть интерференцию скважин: при оценке скважин одного элемента разработки ее влияние будет выражено более ярко.

It is obvious that in the current example the difference between the production forecast and the actual production is significant; this is explained by insufficient number of wells selected to establish production decline rates as well as reservoir pressure maintenance impact. However, the described restriction to the current method to evaluate well workover (EOR) performance contributes to the accuracy of incremental oil production determination and in some cases can even increase incremental production due to a more accurate base production estimation. Besides, with this restriction in place well interference is taken into account, since its influence will be more distinct while analyzing wells of one and the same development element.

Спасибо компании TNK-BP и журналу «Новатор» за предоставление материалов.

Published with thanks to TNK-BP
and Innovator Magazine

