

УДК 622.276.4

**А.Н. Янтудин**, главный инженер проектов департамента геологии и разработки,  
e-mail: YantudinAN@ufanipi.ru; **Р.Х. Камалетдинов**, инженер департамента геологии и разработки,  
ООО «РН-УфаНИПИнефть»

# КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА ПО ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ, ОПТИМИЗАЦИИ БАЛАНСА ВОДЫ И ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ В СИСТЕМЕ ППД МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*COMPLEX PROGRAM ABOUT INVOLVING OF NON-DRAINING RESERVES IN DEVELOPMENT AND OPTIMIZATION OF WATER BALANCE AND INJECTION PRESSURE IN MAMONT FIELD PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM.*

*A.N. Yantudin, R.H. Kamaletdinov, «Rosneft-UfaNIPIneft»*

*One of the main problems, typical for fields under late development stage (such as Mamont field), is significant nonoperating well stock, allowing potentially to execute various geologic technical orders in order to increase the oil production and ultimate oil recovery. The aim of the work was to achieve the maximum use of the well stock potential and increase of ultimate recovery factor of the Mamont field. The following tasks were solved: The average reservoir pressure increase, Variation of the filtration flows directions, Placing of wells or well pads on production. The full realization of the whole represented complex program allows to produce additionally above 2 million tons of oil during 5 years and increase the ultimate predicted recovery factor at Mamont field reservoirs.*

*Keywords: optimization, pressure, program, development, waterflooding*

Характерное замедление темпов роста ключевых технико-экономических показателей разработки в отечественной нефтедобывающей отрасли вызвано объективными причинами.

Во-первых, сократились размеры финансирования, а значит, и объемы геологоразведочных работ, в результате чего подготовка запасов стала существенно отставать от текущей добычи.

Во-вторых, все наши главные нефтяные месторождения давно открыты, а те, что удается обнаружить, теперь оказываются либо мелкими, либо средними, и при этом достаточно сложного строения.

В-третьих, высокопродуктивные скважины уникальных месторождений вступили в стадию падающей добычи, для которой характерна высокая обводненность продукции; промысловый же потенциал новых скважин едва способен компенсировать падение добычи на старых промыслах.

На сегодняшний момент отечественные нефтяные компании предпочитают использовать запасы старых месторождений, особенно крупных, нежели заниматься новыми месторождениями в отдаленных районах. При этом существенной проблемой нефтегазо-

добывающих предприятий является ухудшение технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Чтобы изменить данную тенденцию, необходим переход от экстенсивной разработки месторождений к интенсивной с применением эффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин. Для планирования экономической деятельности нефтедобывающим предприятиям необходимо с высокой достоверностью прогнозировать

эффективность методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

**КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ**

В рамках представленной работы по основному пласту Мамонтовского месторождения были выделены 3 приоритетных направления:

**1.** Увеличение среднего пластового давления по пластам Мамонтовского месторождения, а соответственно, и потенциала скважин, путем увеличения устьевого давления закачки воды на скважинах нагнетательного фонда.

**2.** Вовлечение в разработку «застойных» зон, не охваченных или слабо охваченных фильтрацией, путем изменения направления фильтрационных потоков (сокращение объемов неэффективной закачки, запуск новых скважин под нагнетание).

**3.** Вовлечение в разработку ранее недралируемых запасов в брошенных зонах, где есть определенные проблемы с инфраструктурой (ввод в эксплуатацию скважин/кустов из бездействия). На данный момент выполнение первой задачи сдерживается техническими возможностями объектов системы водоводов на Мамонтовском месторождении. Поэтому с целью оценки рентабельности капиталовложений в реконструкцию системы водоводов необходимо было выполнить расчеты по оценке приростов добычи нефти при увеличении устьевого давления  $P_{уст}$  системы поддержания пластового давления (ППД) до проектного уровня 13 МПа, а также оценить приросты в целом от комплекса мероприятий [1]. На рисунке 1 представлена динамика устьевого давления за 2009 г. с прогнозными уровнями на 5 лет.

Вторая задача по вовлечению в разработку зон, не охваченных фильтрацией, путем изменения направления фильтрационных потоков была решена после разработки в тесном сотрудничестве со специалистами ООО «РН-Юганскнефтегаз» программы по остановке скважин с неэффективной закачкой и запуску нагнетательных скважин в застойных зонах. Всего было предложено 58 скважин под остановку с нерентабельной закачкой в объеме 13530 м<sup>3</sup>/сут. и запуску в застойных

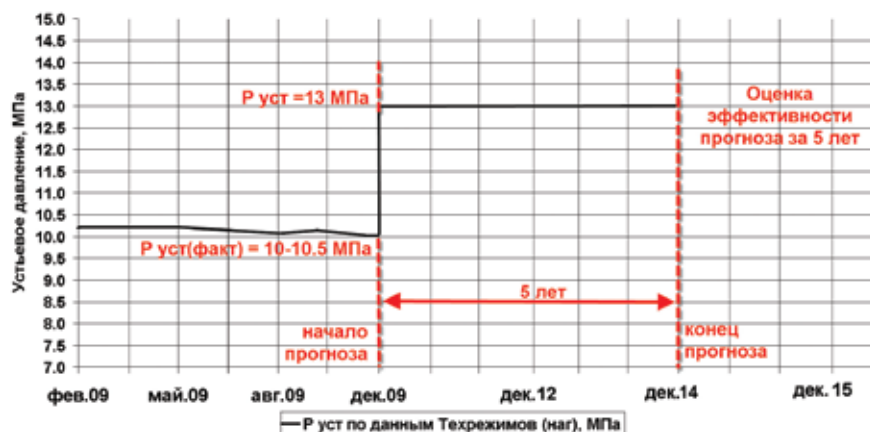


Рис. 1. Динамика устьевого давления на нагнетательных скважинах

зонах 99 скважин с общим объемом закачки 28300 м<sup>3</sup>/сут. [2, 3].

Третья задача была решена в рамках интегрированного проекта по Мамонтовскому месторождению – разработана программа ГТМ ТОП-50 кустов:

**1.** Для получения дополнительной добычи нефти и вовлечения в разработку неохваченных участков всего Мамонтовского месторождения ООО «РН-УфаНИПнефть» были предложены 131 скважина-кандидат (42 куста) на проведение работ различной сложности суммарным приростом 20 500 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости и 2070 т/сут. – по нефти, выполнение которых в настоящее время сдерживается существующими инфраструктурными ограничениями.

**2.** После проведения оценки экономической эффективности некупаемые 16 кустов (58 скважин) из предложенного перечня были исключены и в расчете эффективности программы не участвуют. В результате в расчет попали 73 скважины (26 кустов) с общим приростом 10 350 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости и 1291 т/сут. – по нефти (средний прирост 18 – т/сут.).

**3.** Разработана программа компенсационных мероприятий для поддержания пластового давления в зонах запуска добывающих скважин в соответствии с программой ГТМ ТОП-50 кустов.

Так как все расчеты производились с привязкой к основному объекту разработки, пласту БС<sub>10</sub>, то из программы ГТМ ТОП-50 были выделены скважины, на которых планировалось проведение ГТМ на пласт БС<sub>10</sub> (32 скважины с общим приростом 6540 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости и 853 т/сут. – по нефти (средний прирост – 28 т/сут.). Разработаны компенсационные мероприятия для запуска ГТМ по программе ТОП-50: запуск

26 нагнетательных скважин с общим объемом закачки 8630 м<sup>3</sup>/сут.

Необходимо отметить, что ¼ часть скважин-кандидатов представлена ловильными работами разной степени сложности и успешности (средняя оценка успешности составляет 50–60%). В случае неуспешности извлечения аварийного оборудования будут рассматриваться варианты проведения ЗБС. Комплекс всех мероприятий по вовлечению в разработку недралируемых запасов и оптимизации баланса воды и давления закачки в системе ППД Мамонтовского месторождения представлен на рисунке 2.

Расчеты эффекта от запланированных мероприятий выполнялись на прокси-модели пласта БС<sub>10</sub> в программном комплексе «Геология и Добыча». Этапы расчета предусматривали следующее.

**1.** Адаптация модели (расчет и адаптация с учетом данных за всю историю

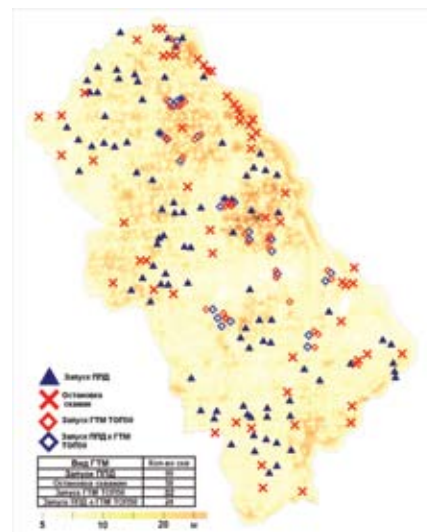
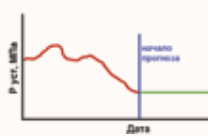


Рис. 2. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин и комплексная программа мероприятий по пласту БС<sub>10</sub>

Таблица 1. Варианты прогноза добычи нефти, жидкости и закачки

Вариант прогноза	Описание	Примечание
1	Расчет базовый от текущих значений (без изменений)	
2	Остановка нерентабельных скважин на фонде ППД (критерий выбора скважин – отсутствие влияния на ближайшие добывающие скважины) + запуск на фонде ППД	без реконструкции водоводов
3	Остановка нерентабельных скважин на фонде ППД (критерий выбора скважин – отсутствие влияния на ближайшие добывающие скважины) + запуск на фонде ППД + реализация адресной программы ГТМ (программа ГТМ ТОП-50) с компенсационными мероприятиями	без реконструкции водоводов
4	Увеличение устьевого давления до 13 МПа на всех нагнетательных скважинах. Остановка нерентабельных скважин на фонде ППД (критерий выбора скважин – отсутствие влияния на ближайшие добывающие скважины) + запуск скважин на фонде ППД	с последующей реконструкцией водоводов
5	Увеличение устьевого давления до 13 МПа на всех нагнетательных скважинах. Остановка нерентабельных скважин на фонде ППД (критерий выбора скважин – отсутствие влияния на ближайшие добывающие скважины) + запуск скважин на фонде ППД + реализация адресной программы ГТМ (программа ГТМ ТОП-50) с компенсационными мероприятиями	с последующей реконструкцией водоводов

разработки) с построением карты проницаемости и карт пластовых давлений.

Сценарные условия:

- Расчет на реальную жидкость. Адаптация модели по жидкости – 100% (скважина отбирает жидкость в соответствии с месячным эксплуатационным рапортом по «тестовому» закрытию).
- Оценка коэффициента эффективной закачки, через адаптацию пластового давления (достигнута сходимость пря-

мых замеров пластового давления Рпл и расчетных значений прокси-модели).

- В связи с большим объемом данных для обработки месторождение было условно разделено на две части (северную и южную) с границей, проходящей по границе групп КНС, с последующей адаптацией каждой из частей месторождения.

2. Расчет прогнозных уровней добычи жидкости, нефти и закачки.

Сценарные условия:

- Расчет производится от жидкости, через прогнозную обводненность (прогноз обводненности вычислен по зависимости  $L_n(WOR) = f(V_n)$ , где WOR – водонефтяной фактор;  $V_n$  – накопленная добыча нефти. Прогнозные уровни добычи и закачки определялись по пяти вариантам (табл. 1).

Таблица 2. Прогнозные уровни добычи нефти на 5 лет

Вариант прогноза	Добыча нефти, тыс. т						Дополнительная добыча нефти, тыс. т
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Итого	
1	3909	3394	3029	2749	2522	15604	-
2	3980	3521	3163	2880	2649	16193	590
3	4003	3569	3221	2941	2706	16441	837
4	4064	3756	3443	3168	2933	17363	1760
5	4085	3803	3505	3236	2998	17627	2023

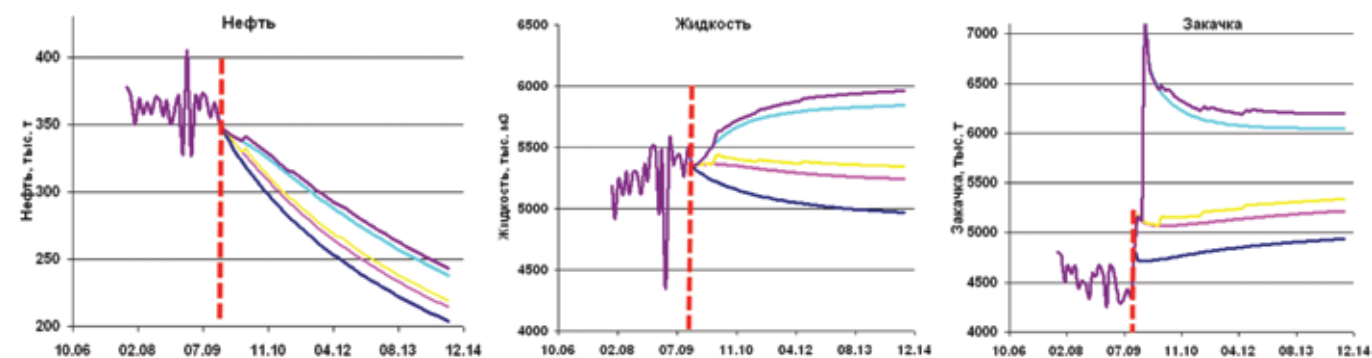


Рис. 3. Прогнозные уровни добычи нефти, жидкости и закачки по пласту БС<sub>10</sub> – Вариант №1; – Вариант №2; – Вариант №3; – Вариант №4; – Вариант №5

В результате расчетов были получены следующие прогнозные уровни добычи и дополнительной добычи (по сравнению с базовым вариантом) нефти, жидкости и закачки в разрезе каждой из групп КНС (табл. 2, рис. 3). Максимальный прирост по нефти достигнут в варианте прогноза №5. Дополнительная добыча нефти по сравнению с базовым вариантом составит 2023 тыс. т.

В результате выполненных технико-экономических расчетов была определена экономическая эффективность предлагаемых мероприятий (табл. 3, рис. 4). Наилучшие КНС – 10Р и 545. Эффект от планируемых мероприятий по КНС 10Р и 545 достигается за счет перераспределения фильтрационных потоков в пласте и общего повышения устьевого давления в зоне КНС. По базовому варианту (без проведения каких-либо мероприятий) среднее давление в зоне КНС 545 за период прогноза (5 лет) снижается на 1,2 МПа – с 24,3 МПа до 23,1 МПа. По варианту с оптимизацией системы ППД среднее пластовое давление в зоне КНС 545 за период прогноза (5 лет) поднимается на 0,4 МПа – с 243 МПа до 247 МПа. В итоге разница между

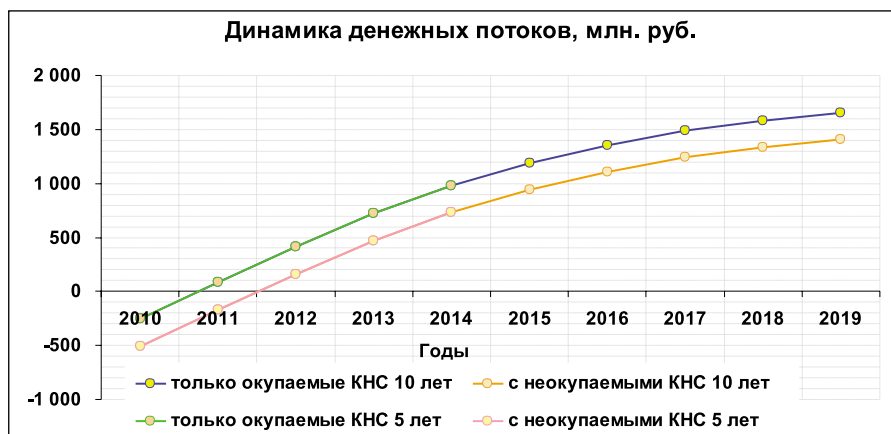


Рис. 4. Эффективность дополнительных инвестиций в проект

двумя средними прогнозными значениями пластового давления по зоне КНС 545 составляет 1,6 МПа.

**Выводы**

1. Расчетами показано, что замена водоводов высокого давления по 12 из 20 КНС Мамонтовского месторождения экономически эффективна с общим расчетным приростом добычи нефти 769 т/сут., строительством 157 км трубопровода и общими затратами 736,8 млн руб. Запланировано проведение текущего ремонта 106 км трубопровода силами управления эксплуатации трубопро-

водов (УЭТ) с общими затратами 359,9 млн руб.

2. С целью подтверждения корректности результатов анализа предлагается реализовать в 2010 году пилотный проект по КНС-10р и КНС-545 с общим приростом нефти 124 т/сут., строительством и проведением текущего ремонта 22,1 км трубопроводов и общими затратами 84,4 млн руб.

3. По результатам реализации пилотного проекта целесообразно рассмотреть решение о дальнейшей реализации мероприятий по остальным окупаемым КНС.

Таблица 3. Экономическая эффективность мероприятий

Показатель	Ед. изм.	Только окупаемые КНС 5 лет	Только окупаемые КНС 10 лет	С некупаемыми КНС 5 лет	С некупаемыми КНС 10 лет
Ввод скважин	шт.	-	-	-	-
Количество прочих ГТМ	шт.	159	159	159	159
Добыча нефти	тыс.т	2.099,9	4.224,6	2.099,9	4.224,6
Добыча природного газа	млрд.м³	-	-	-	-
Выручка от реализации	млн. руб	25.528,1	56.686,8	25.528,1	56.686,8
Эксплуатационные затраты	млн. руб	5.289,0	12.338,8	5.289,0	12.338,8
Капитальные вложения	млн. руб	611,1	1.246,9	883,9	1.519,7
Дисконтированные КВ	млн. руб	458,0	682,7	712,4	937,1
Диск. доход государства	млн. руб	12.448,7	39.687,5	12.443,7	20.187,5
NPV (чистый приведенный доход)	млн. руб	979,5	1.652,4	730,2	1.405,9
IRR	%	св.100	св.100	св.100	св.100
DPP (срок окупаемости)	лет	1	1	2	2
DPI (индекс доходности)	долей ед.	3,14	3,42	2,03	2,50

**Литература:**

1. Горбатилов В.А., Пальянов А.П. Модернизация систем ППД // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 10. – С. 82–83.
  2. РД 39-1-72-78. Руководство по проектированию и применению циклического заводнения / ВНИИ, 1978. – 100 с.
  3. РД 39-0148463-88. Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков / СибНИИНП, 1980. – 48 с.
- Ключевые слова:** разработка, заводнение, оптимизация, давление, программа.