

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ И ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ (ОПЗ)

Оптимизация режимов работы добывающих скважин является важным вопросом при определении рациональной системы разработки. Существуют различные методы решения этой задачи. Практический интерес представляет рассмотрение скважины и пласта как единой гидродинамической системы. Изменение параметров пласта (коэффициента продуктивности, фазовой проницаемости) приводит к изменению характеристики скважины. С этой точки зрения обоснованным представляется проведение геолого-технического мероприятия (кислотная микроэмульсия) для обработки призабойной зоны пласта, как метода оптимизации режима работы скважины. Рассмотрены модели совместной работы системы «скважина – пласт» и обработки призабойной зоны пласта с целью оптимизации режимов работы скважин. Апробация моделей осуществлялась на Сергеевском месторождении, скв.49 НГДУ «Уфанефть».

Optimization of production well operation is an important issue in field development. Currently there are various methods to solve this problem. Studies of the reservoir-well system as a complex hydro-dynamic system are of practical importance. Changes in reservoir characteristics (i.e. productivity index, relative permeability) are known to produce changes in the well characteristics. In this connection it seems reasonable to perform geological and engineering treatment (acid microemulsion) of the bottom-hole formation zone as a way to optimize well operation. The paper studies models of joint behaviour of the reservoir-well system with the aim of production well optimization. Models were tested at the Sergeevskoe oil field of the NGDU «Ufanefit», well No.49.

На практике проблема достижения оптимальных режимов решается способами, направленными на изменение компоновки насосного оборудования или использования новых способов регулирования работы скважин. В последнее время широко применяются частотно-регулируемые приводы, которые оперативно изменяют эксплуатационные характеристики приводных электродвигателей.

В случае рассмотрения пласта и скважины как единой гидродинамической системы эту задачу можно решить путем проведения обработок призабойных зон пластов. Подобное решение представляется обоснованным, так как оптимизация работы системы «скважина – пласт» происходит за счет изменения коэффициента продуктивности.

Рассмотрим задачу гидродинамического моделирования совместной работы скважины, оснащенной центробежным насосом, и пласта в условиях проведения ОПЗ на примере Сергеевского месторождения НГДУ «Уфанефть».

На первом этапе анализировали соответствие фактических режимов работы скважин оптимальным. Критерием оценки был КПД центробежных насосов,

$$0,75 \leq Q/Q_{\text{но}} \leq 1,25. \quad (1)$$

В результате анализа были выявлены скважины, в которых режим работы не соответствовал оптимальному.

На втором этапе решались следующие вопросы: пересчет характеристики насоса с воды на вязкую эмульсию; моделирование

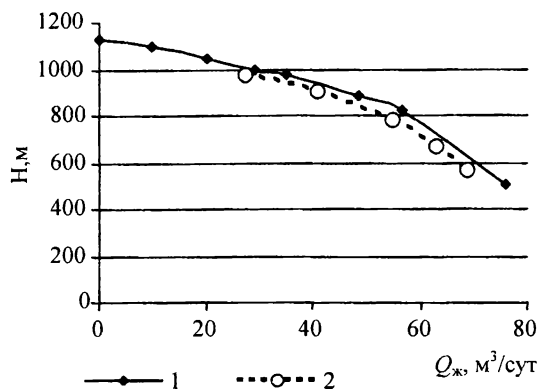


Рис.1. Характеристика насоса $H = f(Q_{\text{ж}})$
1 – напор на воде; 2 – напор на эмульсии

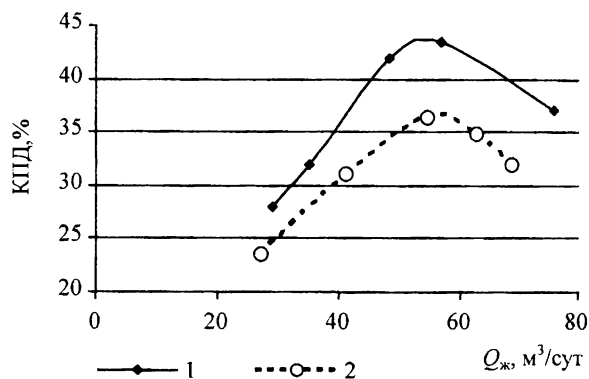


Рис.2. Характеристика насоса $\text{КПД} = f(Q_{\text{ж}})$
1 – КПД на воде; 2 – КПД эмульсии

совместной работы скважины и пласта; моделирование ОПЗ скважины.

В качестве примера рассмотрим скв. 49, оборудованную ЭЦН5-40-950 (глубина подвески $L_{\text{нас}} = 1760$ м), со следующими геолого-физическими показателями: пластовое давление $P_{\text{пл}} = 17$ МПа; давление насыщения нефти газом $P_{\text{нас.газ}} = 9,9$ МПа; дебит жидкости $Q_{\text{ж}} = 38$ м³/сут; динамический уровень $H_{\text{дин}} = 849$ м; обводненность $\beta = 0,8$ доли ед.; глубина скважины $h = 2164$ м; динамическая вязкость жидкости $\mu_{\text{ж}} = 4,4$ МПа·с; коэффициент продуктивности $K_{\text{п}} = 9$ м³/(МПа·сут).

Пересчет характеристик центробежного насоса ЭЦН5-40-950 на вязкую эмульсию позволил получить графические решения (рис.1, 2).

Гидродинамическое моделирование системы «пласт скважина» выполняется для установления взаимосвязи между дебитом, давлением на забое и на приеме насоса, а также между дебитом и другими величинами.

Необходимые расчеты для моделирования выполнены в соответствии с алгоритмом, разработанным автором (рис.3). В результате были получены:

- зависимость подачи от напора насоса на вязкой эмульсии по методу наименьших квадратов

$$Q_{\text{нас}} = -4 \cdot 10^{-7} H_{\text{нас}}^3 + 0,0008 H_{\text{нас}}^2 - 0,5946 H_{\text{нас}} + 219,62; \quad (2)$$

- индикаторная диаграмма для $K_{\text{п}} = 9$ м³/(МПа·сут) (рис.4);

- напорная характеристика скважины, полученная из выражения

$$H_{\text{нас}} = 101,21 Q_{\text{ж}} + 606,88. \quad (3)$$

Результаты расчетов для различных режимов после ОПЗ при $K_{\text{п}} = 9$ м³/(МПа·сут) (числитель) и $K_{\text{п}} = 25$ м³/(МПа·сут) (знаменатель) показаны ниже:

$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$H_{\text{дин}}, \text{ м}$	$P_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	$H_{\text{сбв}}, \text{ м}$
0	422	17	566
20	646/501	14,8/16	790/645
30	759/540	13/15,8	903/684
40	871/580	12/15,4	1015/724
50	983/620	11/15	1127/764
56,7	1059/646	10/14,8	1203/790
60	1096/660	10/14,6	1240/803
65	1152/698	9/14,3	1296/843

При совместном решении уравнений (2) и (3) получен режим: $Q = 37$ м³/сут, $P_{\text{заб}} = 12,8$ МПа, приблизительно равный текущему, при котором эксплуатируется скважина. Из этого следует, что модель работает. Для случая скв. 49 установлены пределы изменения оптимальных режимов: $40 \leq Q \leq 71$ м³/сут. Текущие значения дебита и забойного давления скв.49 отличны от оптимальных (рис.5). В качестве метода оптимизации принимается обработка призабойной зоны пласта.

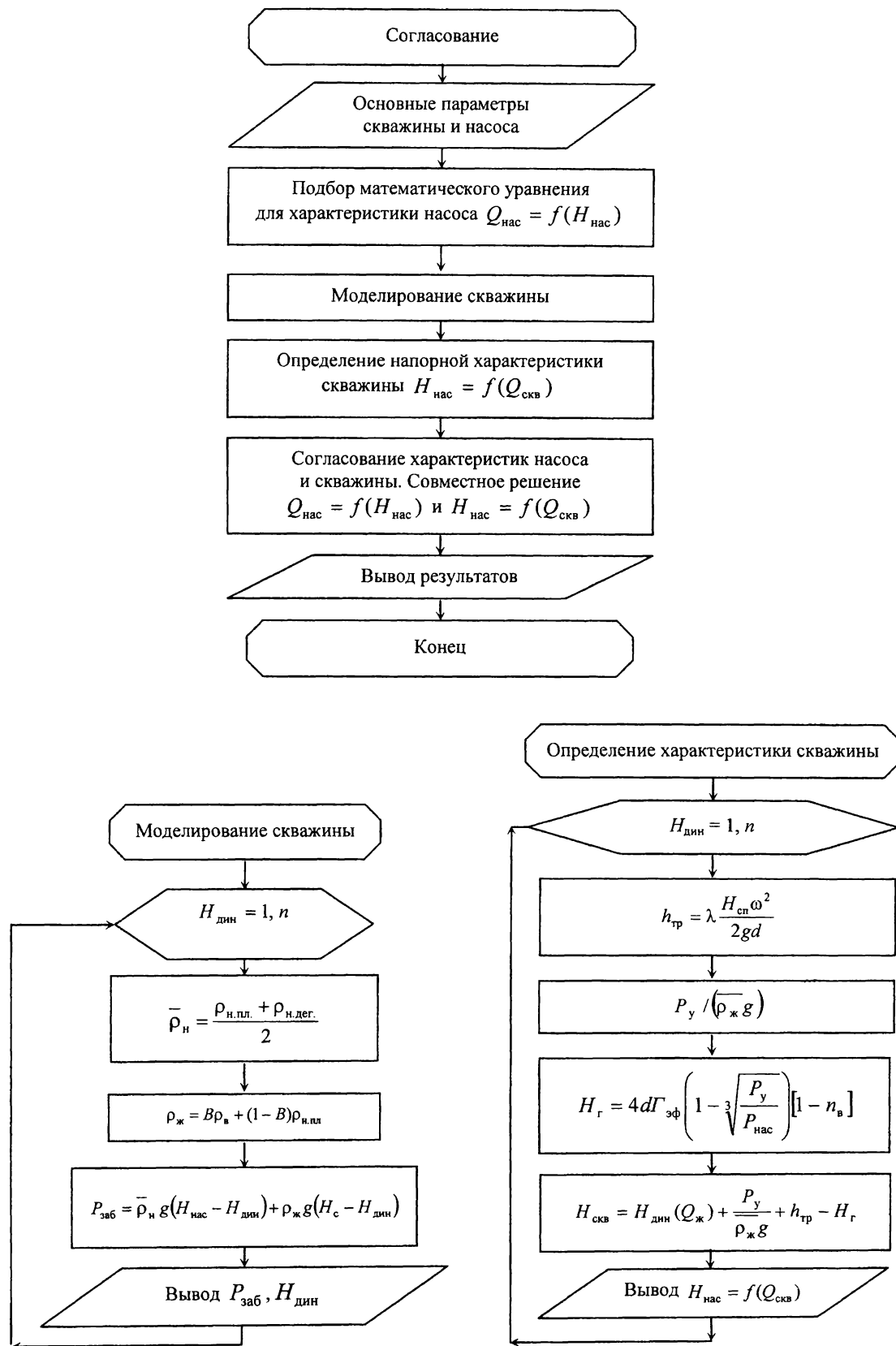


Рис.3. Алгоритм расчета гидродинамического моделирования скважины и пласта

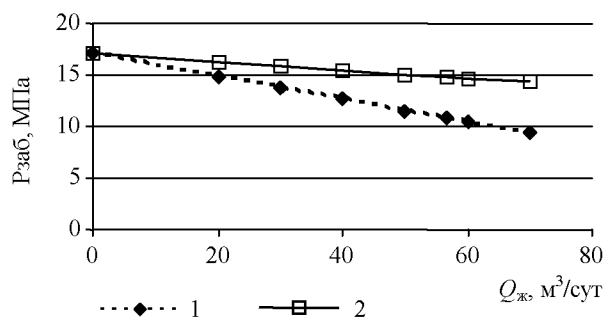


Рис.4. Индикаторная диаграмма
1 – $K_{\text{п}} = 9 \text{ м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$; 2 – $K_{\text{п}} = 25 \text{ м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$

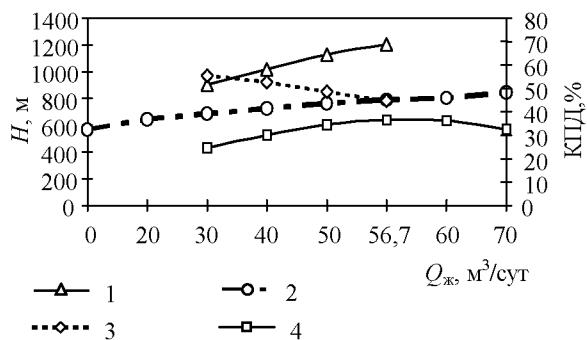


Рис.5. Совместная работа скважины и пласта
1 – $H_{\text{скв}} (K_{\text{п1}})$; 2 – $H_{\text{скв}} (K_{\text{п2}})$; 3 – $H_{\text{эм}}$; 4 – $\text{КПД}_{\text{эм}}$

Моделирование ОПЗ скважины позволяет спроектировать результаты геолого-технического мероприятия. Обработка пласта кислотной микроэмульсией способст-

вовала увеличению $K_{\text{п}}$ в 2,7 раза, что привело к установлению в скважине оптимальных режимов работы: $Q = 56,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{\text{заб}} = 14,9 \text{ МПа}$ (рис.5).

Научный руководитель д.т.н. проф. Ю.В.Зейгман