

УДК 622.276.53:519.81

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А. П. Ельмендеев, В. С. Микшина

*Сургутский государственный университет
alikelm@icloud.com, mikshinavs@gmail.com*

В статье рассмотрен альтернативный подход к принятию решения по подбору скважинного оборудования, основанный на ретроспективном анализе режимов работы скважины с целью получения актуальной приточной характеристики скважины и характеристики работы насоса на реальной жидкости.

Ключевые слова: алгоритм, принятие управленческих решений, выбор способа эксплуатации, подбор скважинного оборудования, электроцентробежный насос.

METHODS AND ALGORITHMS OF MANAGEMENT DECISIONS SUPPORT IN PROCEDURE AND TECHNOLOGY OF OIL PRODUCTION

A. P. Elmendeev, V. S. Mikshina

*Surgut State University
alikelm@icloud.com, mikshinavs@gmail.com*

The article considers an alternative approach to the decision making on the selection of downhole equipment. It is based on a retrospective analysis of the operating methods of a well in order to obtain the actual supply characteristics of the well and the performance of a pump on a real liquid.

Keywords: algorithm, management decision making, choice of operating method, selection of downhole equipment, electric centrifugal pump.

Наиболее трудоемкими задачами, решаемыми в области техники и технологии добычи нефти (ТТНД) и требующими компьютеризированных инструментов для принятия управленческих решений, являются:

- выбор способа эксплуатации скважин;
- подбор погружного скважинного оборудования.

Важность этих задач определяется тем, что в последнее время постоянно повышается доля месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами (низкая проницаемость, большая глубина залегания, повышенная вязкость нефти, наличие подгазовых зон, активных подошвенных и краевых вод и др.). Это вызывает необходимость в более полном учете техногенных процессов, протекающих в пласте, при обследовании режимов работы скважин [1].

Основным способом извлечения нефти, как в мировой практике, так и в России (около 85 %) остается способ добычи установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Известны методики по подбору погружного оборудования, разработанные П. Д. Ляпковым, И. Т. Мищенко, К. Р. Уразаковым, В. Н. Ивановским, В. С. Линевым.

В условиях всеобщей информатизации для решения этих задач существующие методики и алгоритмы реализуются в программных комплексах, что повышает скорость и точность расчетов. Наибольшее практическое применение по подбору насосного оборудования нашли такие программные комплексы, как «SubPUMP» (Petroleum bifonnation Dwight's), «WellFlo» (Edinburg Petroleum Sendees), «PIPESIM» (Schlumberger), «Автотехнолог» (РГУ

нефти и газа им. И. М. Губкина), «НАСОС» (БашНИПИнефть), «NeoSel-Pro» (Новомет-Пермь) [2, 4].

Примеры данных программных комплексов свидетельствуют, что область вопросов, решаемых при помощи таких программ, довольно обширна, а физические и математические модели, положенные в их основу, являются весьма емкими. Однако в этих программных продуктах задача подбора погружного оборудования сводится к выбору рационального типоразмера насоса из условия постоянства скважинных параметров в течение всего периода работы и, также, как и методики, они не учитывают «дрейфа» параметров, вызванного изменениями эксплуатационных условий. Программные комплексы настраиваются по исходным данным проектирования и не ориентированы на оперативное обновление по реальным данным промысловой эксплуатации.

При обосновании способа эксплуатации скважины и выборе скважинного оборудования рассматривается сложная гидродинамическая система, состоящая из следующих элементов:

1. Пласт
2. Призабойная зона
2. Скважина
3. Область приема погружного оборудования
4. Погружное оборудование
5. Подъемник
6. Оборудование сбора продукции.

Совокупность этих элементов работает как единая система, при этом каждый элемент данной системы имеет собственный закон работы. Совершенно очевидно, что изменение условий работы одного из элементов системы автоматически приводит к изменению работы всей системы [1]. Например, изменение режима работы скважины через элемент «пласт» может привести к значительному изменению режимов работы соседних скважин, такой процесс взаимовлияния скважин носит название интерференции. Учет интерференции скважин возможен при проведении расчетов по моделям фильтрации. В общем случае для этого необходимо решение систем дифференциальных уравнений в частных производных по группе интерферирующих скважин [1].

Однако исторически сложилась практика разделения задач фильтрации и подбора скважинного оборудования на две практически разорванные задачи, решаемые, как правило, параллельно и независимо друг от друга [1].

Строго говоря, с одной стороны, существует потребность в алгоритмах, реализующих системный подход к выбору способа эксплуатации и подземного оборудования скважин, основанных на согласовании работы элементов добывающей системы «пласт – призабойная зона скважины – скважина – скважинное оборудование» [1]. Другими словами, при принятии решения о внедрении того или иного оборудования в скважину необходимо одновременно решать и задачи фильтрации нефти в пласте (призабойной зоне), учитывая влияние других скважин.

С другой стороны, постановка и решение задачи, объединяющей все указанные компоненты в единый комплекс, практически невозможны (кроме частных случаев, когда некоторые компоненты заданы заранее). Связано это, главным образом, с высокой трудоемкостью решения даже отдельных алгоритмов, составляющих метод решения общей задачи. Причем некоторые функциональные зависимости не могут быть заданы в аналитическом виде, а определяются только с помощью численных алгоритмов. Таким образом, решение общей задачи при реальной промысловой размерности не представляется возможным за разумное (допустимое) время при использовании даже мощных средств вычислительной техники [1].

Рассмотрим «классический» алгоритм принятия управленческих решений при выборе способа эксплуатации и подборе скважинного оборудования [4]. Графическое представление

расчета отображено на рис. 1. По оси абсцисс отображено давление p , по оси ординат – глубина скважины по вертикали h .

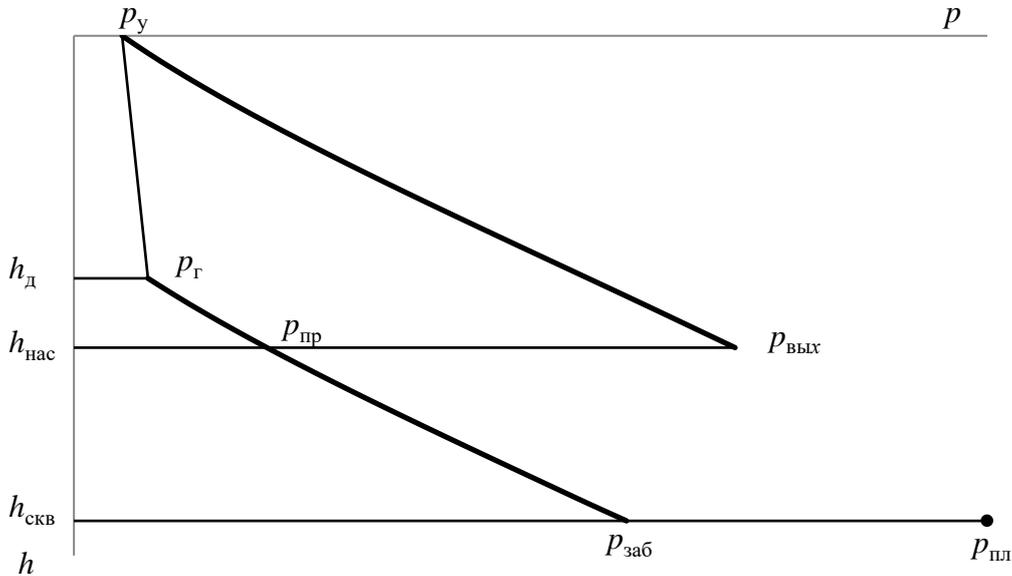


Рис. 1. Расчет при выборе способа эксплуатации и подборе скважинного оборудования

1. По заданным значениям: дебит жидкости $q_{ж}$, пластовое давление $p_{пл}$, коэффициент продуктивности $k_{пр}$ согласно закону притока пластовой жидкости в скважину определяется забойное давление $p_{заб}$.

2. Из точки $p_{заб}$ по одной из методик расчета распределения давления газожидкостной смеси в вертикальных трубах методом численного интегрирования строится кривая распределения давления по принципу «снизу вверх» до пересечения с линией распределения давления столба газа в затрубном пространстве в точке $p_{г}$, которая определяется по барометрической формуле [4].

3. Определяется глубина спуска насоса $h_{нас}$ с учетом существующих ограничений по «кривизне» скважины, минимальному давлению на приеме насоса $p_{пр}$, количеству свободного газа и др.

4. Из точки устьевое давление $p_{у}$ аналогично пункту 2 строится кривая распределения давления движения газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) по принципу «сверху вниз» до $h_{нас}$ и определяется давление на выходе насоса $p_{вых}$.

5. Подбирается несколько вариантов насосов соответственно способов эксплуатации, удовлетворяющих условиям: развиваемый напор в условиях приема насоса $p_{нас} = p_{вых} - p_{пр}$ и подача должна соответствовать $q_{ж}$.

6. Оценивается коэффициент полезного действия (КПД) каждого варианта, выбирается вариант с максимальным КПД, подбирается наземное оборудование, соответствующее выбранному варианту и способу эксплуатации.

Согласование работы системы «пласт – призабойная зона скважины – скважина – скважинное оборудование» в «классическом» алгоритме обеспечивается, прежде всего, заданными параметрами: $q_{ж}$, $p_{пл}$, $k_{пр}$ и $p_{у}$. Именно в этом заключается сложность. Понимается, что параметры на момент принятия решения известны и хорошо согласуются с режимами работы соседних «интерферирующих» скважин. На практике это далеко не так. Как правило, фактические значения $p_{пл}$, $k_{пр}$ на момент принятия решения не соответствуют планируемым значениям и требуют уточнения. Кроме того, закон притока пластовой жидкости в скважину может иметь сложный, нелинейный характер [9]. Следовательно, требуется прове-

дение дополнительных исследований для установления характера притока пластовой жидкости в скважину.

Другая сложность заключается в том, что расходно-напорная характеристика УЭЦН (пункт 5 алгоритма) должна быть пересчитана на реальную жидкость. Специалист, отвечающий за подбор оборудования, располагает лишь характеристикой УЭЦН, полученной на стенде при перекачке воды. Наиболее передовая методика пересчета расходно-напорной характеристики УЭЦН с воды на реальную жидкость разработана П. Д. Ляпковым и усовершенствована его учениками. Однако и она не может считаться в полной мере совершенной, так как требуется адаптация модели к конкретным условиям для получения соответствия расчетных и фактических данных [5]. К тому же методика достаточно сложна в применении.

В настоящей статье рассмотрен альтернативный подход к принятию решения по выбору способа эксплуатации и подбору скважинного оборудования. Он основан на ретроспективном анализе режимов работы скважины с целью получения актуальной приточной характеристики скважины и использовании скважины в качестве стенда для получения расходно-напорной характеристики насоса на реальной жидкости.

Для этого необходимым условием является остановка скважины на некоторое время, как правило, 3–6 часов достаточно. Остановка может быть инициирована, в том числе дистанционно, либо может быть использована остановка, произошедшая по причине каких-либо технических, технологических причин. Как правило, УЭЦН комплектуется термоманометрической системой (ТМС), которая позволяет контролировать $p_{пр}$. Информация передается по каналам связи в информационную систему (АСУТП), из которой можно получить необходимые данные практически за любой временной период. В случае отсутствия ТМС, например, при эксплуатации скважины установкой штангового глубинного насоса (УШГН), можно использовать автоматический волномер, который замеряет динамический уровень h_d в затрубном пространстве скважины (аналог давления на приеме насоса). Принцип заключается в определении объема жидкости, накопившейся между двумя уровнями в затрубном пространстве за некоторый промежуток времени t после остановки скважины [6]. Математическую модель приточной характеристики скважины в условиях приема насоса можно записать в виде системы из двух уравнений:

$$\begin{cases} p_{пр} = p_{пр}(t) \\ q_{ж} = c \frac{dp_{пр}(t)}{dt} \end{cases}, \quad (1)$$

Функцию $p_{пр}(t)$ в аналитическом виде получаем после обработки информации, полученной с ТМС (волномера) посредством метода наименьших квадратов [6].

$$c = \frac{sa}{\rho g} \quad (2)$$

$$s = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4}, \quad (3)$$

где s – площадь кольцевого пространства;

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины;

d – внешний диаметр НКТ;

a – отношение длины участка скважины по стволу к длине по вертикали, на котором происходит восстановление h_d ;

ρ – плотность нефти;

g – ускорение свободного падения.

Решив систему уравнений (1), получим приточную характеристику скважины в условиях приема насоса:

$$q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}}(p_{\text{пр}}). \quad (4)$$

Для получения расходно-напорной характеристики УЭЦН аналогично обрабатываем информацию с ТМС (волномера), но уже после запуска насоса, когда $p_{\text{пр}}$ снижается, и получаем зависимость откачки жидкости из затрубного пространства $q_{\text{отк}}$ от $p_{\text{пр}}$:

$$q_{\text{отк}} = q_{\text{отк}}(p_{\text{пр}}). \quad (5)$$

Подача насоса $q_{\text{нас}}$, соответствующая $p_{\text{пр}}$, запишется как сумма откачки жидкости из затрубного пространства $q_{\text{отк}}$ и притока жидкости в скважину $q_{\text{ж}}$:

$$q_{\text{нас}} = q_{\text{отк}} + q_{\text{ж}}. \quad (6)$$

Напор насоса определится как

$$p_{\text{нас}} = p_{\text{вых}} - p_{\text{пр}}. \quad (7)$$

Задавая $p_{\text{пр}}$, определяем расходно-напорную характеристику на реальной жидкости

$$p_{\text{нас}} = p_{\text{нас}}(q_{\text{нас}}). \quad (8)$$

Сопоставляя паспортную характеристику УЭЦН и зависимость (8), определим коэффициент снижения подачи (напора) как отношение $q_{\text{нас}}$ к подаче насоса на воде $q_{\text{в}}$ [8].

$$K_{q,h} = q_{\text{нас}} / q_{\text{в}}. \quad (9)$$

Полученные зависимости (4), (9) позволяют подобрать УЭЦН к условиям конкретной скважины. Кроме того, анализируя информацию о восстановлении динамического уровня в разные периоды времени, можно уловить тенденцию изменения характеристики не только одной конкретной скважины, но и группы интерферирующих скважин, образующих некую систему. Это позволит заблаговременно запланировать геолого-технические мероприятия и принять необходимые управленческие решения.

Литература

1. Мищенко И. Т., Бравичева Т. Б., Ермолаев А. И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. М. : Нефть и газ, 2005. 448 с.
2. Субарев Д. Н. Оптимизация подбора оборудования скважин с учетом прогноза надежности : дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2013. 118 с.
3. Погореловский М. А., Микшина В. С., Назина Н. Б. Агрегирование состава многокомпонентной смеси в математическом моделировании сложных динамических процессов // Север России: стратегии и перспективы развития : сб. материалов III Всерос. науч.-практич. конф. ; в 3 т. Сургут, 2017. С. 127–133.
4. Середа Н. Г. и др. Спутник нефтяника и газовика : справ. М. : Недра, 1986. 324 с.
5. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях : учеб. пособие. М. : МАКС Пресс, 2008. 312 с.
6. Микшина В. С., Ельмендеев А. П. Способ математической обработки информации, поступающей с приема электроцентробежного насоса в процессе добычи нефти // Инновация на основе информационных систем и коммуникационных технологий. 2015. Т. 1. С. 493–495.
7. Микшина В. С., Ельмендеев А. П. Алгоритм нахождения притока нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой электроцентробежного насоса // Докл. III Междунар. науч.-технич. конф. Тула : Инновац. технологии, 2016. С. 15–18.
8. Добыча нефти : справ. рук. по проектированию разработки и эксплуатации нефт. месторождений / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. М. : Недра, 1983. С. 456.
9. Modahi M. H. The importance of electrical submersible pumps (ESPs) in maximizing oil recovery. Nova Scotia. Halifax : Dalhousie University Halifax, 2012. 67 p.
10. Szilas A. P. Production and Transport of Oil and Gas. Oxford United Kingdom : Elsevier Science Ltd, 1975. 632 p.