DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-40-48

УДК 622.276.3

М.Н. Харисов (Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Э.А. Юнусова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Р.А. Майский** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АЛГОРИТМ КОСВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ DATA MINING

Mansur N. Kharisov (Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation), **Eleonora A. Yunusova** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Ravil A. Maiski** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INDERECT DETERMINATION OF THE RESERVOIR PRESSURE USING DATA MINING

Введение

При решении задач проектирования и мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья широко используются значения пластового давления, определяющие энергетическое состояние эксплуатационного объекта. Уменьшение количества проводимых гидродинамических исследований, снижение охвата фонда скважин данными о текущем пластовом давлении повышают актуальность проблемы использования косвенных методов оценки пластового давления для снижения неопределенности при разработке месторождений.

Цели и задачи

Формирование алгоритмического решения проблемы косвенного определения пластового давления с использованием методов Data Mining.

Методы

В ходе исследования были использованы методы: системного анализа, статистического дескриптивного анализа, многокритериальной оптимизации и Data Mining.

Background

Reservoir pressure is commonly used to solve problems of reservoir engineering and to improve the oil field development. The decrease of pressure buildup and drawdown tests increase the problem relevance of application of indirect methods of the reservoir pressure determination.

Aims and Objectives

Development of algorithm for indirect determination of the reservoir pressure using Data Mining.

Methods

In the research the following methods were used: Systems Analysis, Descriptive Statistics, Multicriteria Optimization, and Data Mining.

Результаты

На основе метода многокритериальной генетической оптимизации параметров системы частных решений обобщенного закона Дарси для радиального псевдоустановившегося трехфазного притока к наклонно-направленной скважине разработан алгоритм косвенного определения пластового давления, использующий данные об изменении режимов работы скважины.

Results

As the result, an algorithm of the indirect determination of the reservoir pressure was developed. It is based on generic multicriteria optimization of a function of inflow performance relationship for the three-phase flow to conventional well.

Ключевые слова: разработка месторождений углеводородного сырья, определение пластового давления, индикаторная диаграмма, интеллектуальный анализ данных

Key words: oil field development, reservoir pressure determination, inflow performance relationship, Data Mining

Введение

Одним из главных факторов, определяющих энергетическое состояние залежи, является пластовое давление [1], значения которого используется как для решения комплексных задач анализа, проектирования и мониторинга процесса разработки месторождений углеводородного сырья (УВС), так и для решения частных задач гидродинамического моделирования фильтрационных потоков с целью анализа эффективности геологических мероприятий (ГТМ) [2].

Основным методом определения пластового давления на разрабатываемых месторождениях УВС является гидродинамическое исследование скважин (ГДИС), характеризующееся остановкой анализируемых скважин и значительным временем проведения [1].

Согласно энергетической стратегии России, одной из важнейших задач нефтяной отрасли является обеспечение динамики добычи нефти, полностью покрывающей по-

требности загрузки нефтеперерабатывающих мощностей и исполнения экспортных контрактов [3]. Ввиду значительных экономических потерь от остановок скважин для проведения ГДИС [4] происходит уменьшение количества проводимых гидродинамических исследований, снижение охвата фонда скважин данными о текущем пластовом давлении и возрастает неопределенность при контроле и регулировании разработки месторождений, в частности при определении причин снижения дебитов базового фонда и планировании эффективности ГТМ.

Таким образом, проблема поддержания эффективности разработки месторождений УВС путем использования косвенных методов оценки пластового давления является актуальной [5].

Целью работы является разработка алгоритма косвенного определения пластового давления на наклонно-направленных скважинах в условиях трехфазного притока воды, нефти и выделившегося растворенного газа с использованием методов Data Mining.

В ходе исследования были использованы методы системного анализа, методы статистического дескриптивного анализа, методы многокритериальной оптимизации и методы Data Mining.

Системный анализ научной литературы предметной области подтвердил научную новизну предложенного алгоритма косвенного определения пластового давления, позволяющего в отличие от существующих, используя данные об изменении режимов работы скважины, методом многокритериальной генетической оптимизации параметров системы частных решений обобщенного закона Дарси для радиального псевдоустановившегося трехфазного притока к наклонно-направленной скважине определять пластовое давление.

*Частное решение
обобщенного закона Дарси*

Обобщенный закон Дарси, описывающий зависимость скорости фильтрации в пористой среде однородной жидкости от градиента давления, при пренебрежении влияния гравитационной составляющей в векторной форме выглядит следующим образом [6]:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}(p), \quad (1)$$

где u - скорость фильтрации, м/с;

k - абсолютная проницаемость коллектора, м²;

μ - вязкость флюида, Па·с;

p - давление, Па.

Частным решением обобщенного закона Дарси для случая радиального псевдоустановившегося однофазного притока к наклонно-направленной скважине является

формула Дюпюи, описываемая следующим уравнением [6]:

$$q = \frac{2\pi kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_{tot} \right)}, \quad (2)$$

где q - объемный расход флюида, м³/с;

h - эффективная мощность коллектора, м;

$\bar{P}_r$ - среднее давление на контуре питания, Па;

P_{wf} - забойное давление, Па;

B - коэффициент объемного расширения флюида, д.ед.;

r_e - радиус контура питания скважины, м;

r_w - радиус скважины, м;

S_{tot} - совокупный скин-фактор, ед.

Данная зависимость принимает вид *линейной индикаторной кривой (ИК)*:

$$q = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wf}), \quad (3)$$

где PI - индекс продуктивности скважины, м³/с/Па.

При забойных давлениях ниже давления насыщения уравнение индикаторной кривой отклоняется от линейного вида и описывается эмпирической зависимостью Вогеля, полученной для условий двухфазного притока нефти и выделившегося растворенного газа [7] (рисунок 1):

$$q = PI \cdot (\bar{P}_r - P_b) + \frac{PI \cdot P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right],$$

где P_b - давление насыщения, Па.

Для случая *радиального псевдоустановившегося трехфазного притока воды, нефти и выделившегося растворенного газа* нелинейная модифицированная эмпирическая зависимость индикаторной кривой выглядит следующим образом [8] (рисунок 2):

$$q = PI \cdot (\bar{P}_r - P_b) + \frac{PI \cdot P_b}{1,8} \left[1 - 0,46 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,54 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]. \quad (4)$$

Рисунок 1. Сравнение индикаторных кривых Дюпюи и Вогеля

Рисунок 2. Сравнение индикаторной кривой Вогеля и модифицированной индикаторной кривой

Алгоритм косвенного определения пластового давления

Фактические значения дебита жидкости и забойного давления, соответствующие различным режимам работы скважины, определяют конкретные точки на индикаторной кривой и в промысловых единицах измерения описываются следующей системой уравнений (рисунок 3):

$$\begin{cases} q_{\text{ж}} = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wf}), P_{wf} > P_b, \\ q_{\text{ж}} = PI \cdot (\bar{P}_r - P_b) + \frac{PI \cdot P_b}{1,8} \left[1 - 0,46 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,54 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right], P_{wf} < P_b, \end{cases} \quad (5)$$

где $q_{ж}$ - дебит жидкости, м³/сут;

$\bar{P}_r$ - пластовое давление, атм;

P_{wf} - забойное давление, атм;

P_b - давление насыщения, атм;

PI - индекс продуктивности скважины, м³/сут/атм.

Обычно неизвестными параметрами системы уравнений (5) являются индекс продуктивности скважины PI и пластовое давление $\bar{P}_r$.

Давление насыщения P_b определяется по результатам лабораторных исследований. При этом точка пересечения индикаторной кривой с осью ординат соответствует определяемому значению пластового давления (рис. 4).

При анализе множества различных фактических режимов работы скважины мощностью более двух система уравнений (5) не имеет функционального решения. Поэтому в настоящей работе определение значений неизвестных параметров $(PI, \bar{P}_r)$ происходит методом многопараметрической генетической оптимизации, минимизирующим среднее относительное отклонение фактических значений дебита жидкости от расчетных:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{q_{ж\text{факт}} - q_{ж\text{расч}}}{q_{ж\text{факт}}} \rightarrow \min, \quad (6)$$

где n - количество анализируемых фактических режимов работы скважины.

Использование метода многопараметрической генетической оптимизации позволяет одновременно:

- снизить время расчетов по сравнению с методами группы Монте-Карло за счет способности к локализации экстремума оптимизационного критерия;
- повысить качество расчетов по сравнению с градиентными методами благодаря способности к определению глобального экстремума оптимизационного критерия.

Граничные условия оптимизируемых параметров $(PI, \bar{P}_r)$ описываются следующими системами уравнений:

$$\begin{cases} \bar{P}_r \leq P_{\max}, \\ \bar{P}_r \geq \max_i P_{wf_i}, P_{\min} < \max_i P_{wf_i}, \\ \bar{P}_r \geq P_{\min}, P_{\min} \geq \max_i P_{wf_i}. \end{cases} \quad (7)$$

где $P_{\max}, P_{\min}$ - максимальное и минимальное возможное пластовое давление;

P_{wf_i} - забойное давление при i -м режиме работы скважины.

$$\begin{cases} PI \leq PI_{\max}, \\ PI > PI_{\min}, \end{cases} \quad (8)$$

где $PI_{\max}, PI_{\min}$ - максимальный и минимальный возможные индексы продуктивности скважины.

Рисунок 3. Применение системы уравнений индикаторных кривых при косвенном определении пластового давления

Рисунок 4. Определение функциональной зависимости индикаторной кривой и значения пластового давления методом Data Mining

Блок-схема предложенного в рамках настоящей работы алгоритма косвенного определения пластового давления с использованием методов Data Mining представлена на рисунке 5.

Разработанный авторами алгоритм позволяет повысить качество косвенного определения пластового давления за счет использования:

- множества фактических значений различных режимов работы скважины значительной мощности;

- многопараметрического генетического метода с целью оптимизации значений неизвестных параметров ($PI, \bar{P}_r$);
- системы уравнений индикаторных кривых, учитывающих повышение фильтрационного сопротивления трехфазному течению воды, нефти и выделившегося растворенного газа при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

Рисунок 5. Генетический алгоритм

Выводы

С целью анализа вопроса косвенного определения пластового давления по результатам изменения режимов работы скважины авторами был проведен системный анализ научной литературы из реферативных баз данных Web of Science, Scopus, а также с использованием поисковой системы научной литературы Google Scholar.

Результаты анализа показали актуальность проблемы поддержания эффективности рациональной разработки месторождений УВС путем использования косвенных мето-

дов оценки пластового давления и подтвердили научную новизну предложенного в настоящей работе алгоритма.

Разработанный алгоритм косвенного определения пластового давления с использованием методов Data Mining способен результативно решать задачу повышения эффективности рациональной разработки месторождений УВС в условиях уменьшения количества проводимых гидродинамических исследований и соответствующего снижения охвата фонда скважин данными о текущем пластовом давлении.

Список литературы

1. Ерофеев А.А., Мордвинов В.А., Пономарева И.Н. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 98-100.
2. Астафьев В.И., Баландин Л.Н., Грибенников О.А. Определение пластового давления в скважинах механизированного фонда // Нефтепромысловое дело. 2014. № 10. С. 14-18.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
4. Каешков И.С. Метод оценки пластового давления по результатам гидродинамических исследований в многоскважинных системах // Нефтепромысловое дело. 2014. № 6. С. 20-27.
5. Страдымов П.К. Определение пластовых давлений без остановки нефтяных скважин // Изв. вузов: нефть и газ. 1966. С. 47-53.
6. Юнусова Э.А., Майский Р.А., Харисов М.Н., Юнусова Г.Ф. Анализ эффективности применения индикаторной кривой Вогеля при прогнозировании дебита нефти Analysis of Application Efficiency of Vogel's Inflow Performance Relationship for Forecasting of Oil Production Rate // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 2 (108). С. 23-31.
7. Vogel J.V. et al. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells // Journal of Petroleum Technology. 1968. Vol. 20. No. 1. P. 83-92.
8. Харисов М.Н., Юнусова Э.А., Харисова Э.А., Майский Р.А., Будю С.Б. Индикаторная кривая для случая трехфазной фильтрации при забойном давлении ниже давления насыщения The Inflow Performance Relationship for the Three-Phase Flow // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 1. С. 32-37.

References

1. Erofeev A.A., Mordvinov V.A., Ponomareva I.N. K opredeleniyu plastovogo davleniya pri gidrodinamicheskikh issledovaniyakh skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [To Definition of Reservoir Pressure at Hydrodynamic Researches of Wells of the Carbonate Collector]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2011, No. 6, pp. 98-100. [in Russian].
2. Astafev V.I., Balandin L.N., Gribennikov O.A. Opredelenie plastovogo davleniya v skvazhinakh mekhanizirovannogo fonda [Reservoir Pressure Determination in the Wells of the Mechanized Fund]. *Neftpromyslovoye delo - Oil Field Engineering*, 2014, No. 10, pp. 14-18. [in Russian].
3. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda: utverzhdena rasporyazheniem Pravitel'stva RF ot 13 noyabrya 2009 g. № 1715-r* [Energy Strategy of Russia for the Period up to 2030: Approved by the Decree of the Government of the Russian Federation of November 13, 2009, No. 1715-p]. [in Russian].
4. Kaeshkov I.S. Metod otsenki plastovogo davleniya po rezul'tatam gidrodinamicheskikh issledovaniy v mnogoskvazhinnykh sistemakh [The method of Reservoir Pressure Evaluation Based on the Results of Hydrodynamic Studies in Multi-Well Systems]. *Neftpromyslovoye delo - Oil Field Engineering*, 2014, No. 6, pp. 20-27. [in Russian].
5. Stradymov P.K. Opredelenie plastovykh davlenii bez ostanovki neftnykh skvazhin [Determination of Reservoir Pressures without Stopping Oil Wells]. *Izv. vuzov «Neft i gaz» - Proc. of Universities «Oil and Gas»*, 1966, pp. 47-53. [in Russian].
6. Yunusova E.A., Maiskii R.A., Kharisov M.N., Yunusova G.F. Analiz effektivnosti primeneniya indikatornoj krivoi Vogelya pri prognozirovani debita nefti [Analysis of Application Efficiency of Vogel's Inflow Performance Relationship for Forecasting of Oil Production Rate]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering and Transporting Oil and Petroleum Products*

ering, *Treatment and Transportation of Oil Products*, 2017, Issue 2 (108), pp. 23-31. [in Russian].

7. Vogel J.V. e.a. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, Vol. 20, No. 1, pp. 83-92.

8. Kharisov M.N., Yunusova E.A., Kharisova E.A., Maiskii R.A., Budo S.B. Indikatornaya krivaya dlya sluchaya trekhfaznoi fil'tratsii pri zaboinom davlenii nizhe davleniya nasyscheniya [The Inflow Performance Relationship for the Three-Phase Flow]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 1, pp. 32-37. [in Russian].

Авторы

• Харисов Мансур Нагимович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный авиационный технический университет
Доцент кафедры «Вычислительная математика и кибернетика»
Российская Федерация, 450008, г. Уфа, ул. К. Маркса, 12
тел. (347) 273-79-67
e-mail: kharisov-usatu@yandex.ru

• Юнусова Элеонора Аликовна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: elenalikovna@gmail.ru

• Майский Равиль Анварович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Математика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ravanmay@yandex.ru

The Authors

• Kharisov Mansur N., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ufa State Aviation Technical University
Assistant Professor of Computational Mathematics and Cybernetics Department
12, K. Marks str., Ufa, 450008, Russian Federation
tel: (347) 273-79-67
e-mail: kharisov-usatu@yandex.ru

• Yunusova Eleonora A.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: elenalikovna@gmail.ru

• Maiski Ravil A., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Mathematics Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: ravanmay@yandex.ru