

Выявление зон недокомпенсации на основе анализа объемов отборов и нагнетания по эксплуатационному фонду скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10026

О.В. Денисовзам. начальника отдела
denisovov@tatneft.ru**Р.Г. Гирфанов**начальник отдела
girfanov_rg@tatneft.ruЦентр обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть»,
Альметьевск, Россия

В статье рассмотрен один из вариантов решения проблемы идентификации зон недокомпенсации на многопластовых объектах на основе построения упрощенной геологической модели каждого из пластов с неизвестными сопротивлениями между блоками модели. По аналогии с перераспределением электрического потенциала в электростатике решается оптимизационная задача распределения жидкости для идентифицируемых сопротивлений на одно- и многопластовых объектах. На основе разработанного решения построены карты недокомпенсации закачки по Миннибаевской площади и 3-му блоку Березовской площади.

Материалы и методы

По аналогии с перераспределением электрического потенциала в электростатике решается оптимизационная задача распределения жидкости для идентифицируемых сопротивлений на одно- и многопластовых объектах.

Ключевые слова

упрощенная геологическая модель, многопластовый объект, задача идентификации

Девонские отложения в Республике Татарстан эксплуатируются с 50-х годов прошлого столетия и характеризуются тем, что скважиной могут быть вскрыты до десяти продуктивных, гидродинамически не связанных между собой, пластов. Исторически сложилось так, что разработка этих отложений производилась в условиях, когда пласты эксплуатировались одним фильтром. Причем такой режим эксплуатации был принят как в отношении добывающих, так и нагнетательных скважин.

При таких режимах разработки объем отбора жидкости по каждому из пластов, эксплуатируемых одним фильтром, является экспертной оценкой специалиста разработчика и может быть как близкой к реальной, так и очень далекой. Соответственно, подсчет остаточных запасов по каждому из продуктивных пластов строится на субъективных оценках объемов отборов/нагнетания по пластам.

Можно ли получить обоснование этих оценок и уточнить объем остаточных запасов по каждому из пластов?

На первый взгляд решение этой задачи может быть получено с помощью инструментов геологического и гидродинамического моделирования. А именно, зная начальное распределение пластового давления, фильтрационно-емкостные свойства по каждому из пластов, граничные условия (в том числе режимы отборов/нагнетания по скважинам), с помощью фильтрационных моделей могут быть рассчитаны притоки/оттоки по пластам.

Однако слабым местом в таких рассуждениях является предположение о выдержанности пластов по латерали — из того, что две соседние скважины вскрывают продуктивный пласт, не следует, что они гидродинамически связаны по пласту.

Для решения данной задачи было предложено:

1. Построить локально-усредненную геологическую модель каждого из пластов с неизвестными сопротивлениями между блоками модели.
2. При определенных предположениях решить обратную задачу по выявлению сопротивлений между блоками. Сопутствующим результатом при этом будут расчетные значения объемов отборов/нагнетания по пластам.

Пласт разбивается на блоки (разбиение Вороного [1]), в центре каждого из которых расположена скважина. В модель включаются и те скважины участка, где не вскрыт пласт, для которого строится модель. Таким образом, модель будет содержать активные и пассивные блоки. Такое разбиение значительно упрощает систему уравнений для описания процессов фильтрации и в то же время, как показал опыт решения обратных задач на основе данных по давлениям и отборам, получаемых в режиме онлайн, приводит к достаточно точному решению: фактические и модельные значения давлений близки.

При таком подходе к построению

геологической модели в качестве неизвестных, требующих идентификации, выступают проводимости между блоками.

Решение обратной задачи для оценки коэффициентов проводимостей требует наличия фактических значений отборов и забойных давлений по каждой из скважин на некотором временном интервале. К сожалению, эта информация как правило отсутствует — оснащенность реальных месторождений средствами телеметрии крайне низка и, если и присутствует, то только на отдельных скважинах и, в основном, используется как средство для контроля работы оборудования.

Из этого вовсе не следует, что получить некую оценку проводимостей между блоками невозможно. Ведь сама по себе накопленная информация по объемам отборов и нагнетания в разных точках геологического тела в некотором роде определяет структуру этого тела. К примеру, если представить линейный участок пласта в виде: «добывающая скважина 1» — «нагнетательная скважина» — «добывающая скважина 2», а накопленные объемы отборов/нагнетания за достаточно длительный промежуток времени имеют соотношение 70:100:30, то будет справедливым предположение, что проводимость пласта от «нагнетательной скважины» в направлении к «добывающей 1» больше, чем в направлении к «добывающей 2».

Используя приведенные рассуждения в качестве основы, построим модель взаимодействия между соседними блоками, в центрах которых расположены скважины. Для этого введем понятие потенциала блока (по аналогии с электрическим потенциалом в электростатике), за который примем величину отношения объема отбора/нагнетания по блоку к пористому объему этого блока. Тогда, если обозначить через $\alpha_1(t_p)$, $\alpha_2(t_p)$ потенциалы двух соседних блоков в момент времени t_p , а через $\alpha_1(t_j)$, $\alpha_2(t_j)$ потенциалы в момент времени t_j , то обмен потенциалами, зависящий от сопротивления между блоками λ , может быть описан следующим образом:

$$\begin{aligned} \alpha_1(t_j) &= \frac{1+\lambda}{2} \cdot \alpha_1(t_0) + \frac{1-\lambda}{2} \cdot \alpha_2(t_0), \\ \alpha_2(t_j) &= \frac{1+\lambda}{2} \cdot \alpha_2(t_0) + \frac{1-\lambda}{2} \cdot \alpha_1(t_0). \end{aligned} \quad (1)$$

Из формул (1) следует, что:

- а) при отсутствии проводимости между блоками ($\lambda=1$), обмена потенциалами не будет;
- б) при нулевом сопротивлении ($\lambda=0$) потенциалы сравниваются и будут равны полусумме исходных потенциалов.

Потенциал в этом определении является аналогом давления — чем больше закачка в блок и меньше его пористый объем, то давление в блоке будет больше. А обмен потенциалами является аналогом процесса фильтрации — фильтрация идет в направлении от блока с большим давлением к блоку с меньшим.

В соответствии с вышеуказанными

Пласт	Д1а	Д1б1	Д1б2	Д1б3	Д1в	Д1г1	Д1г2	Д1д	Итого
Исходные данные									
закачка	467 529	243 254	521 439	705 281	1 109 219	12 104	408 734	96 827	3 564 387
добыча	-463 316	-124 424	-214 241	-411 977	-855 539	-120 351	-501 324	-10 115	-2 701 288
сумма (абс.)	4 213	118 830	307 198	293 304	253 680	108 248	92 590	86 712	1 264 773
Расчет									
закачка	467 529	243 254	521 439	705 281	1 109 219	12 104	408 734	96 827	3 564 387
добыча	-519 780	-154 726	-308 830	-426 596	-801 750	-76 412	-348 848	-64 345	-2 701 287
сумма (абс.)	52 251	88 528	212 609	278 685	307 469	64 308	59 886	32 482	1 096 218

Таб. 1 — Агрегированные по пластам исходные и расчетные данные
 Tab. 1 — Source and calculated data aggregated by oil reservoir

определениями, в отношении одного пласта может быть поставлена следующая задача оптимизации. Требуется найти такие сопротивления между соседними блоками λ_{ij} , $i=1, N$ и $j=1, K$, где N — количество блоков, K_i — количество соседних блоков к блоку i , которые минимизируют сумму абсолютных значений потенциалов:

$$\sum abs(\alpha_i(T)) \rightarrow min. \quad (2)$$

Полученное множество сопротивлений между блоками отражает сложившуюся структуру отборов/нагнетания по пласту за исследуемый период времени T . В отсутствие фактических значений давлений в режиме онлайн предложенный подход позволяет дать обоснованную оценку проводимостей между скважинами.

Возвращаясь к исходной задаче определения объемов отборов по пластам, эксплуатируемых одним фильтром, стоит отметить, что, на первый взгляд, задача неразрешима — если неизвестны объемы нагнетания в пласты, то и отборы по пластам могут быть только косвенно оценены по мощности пласта и определенным по ГИС фильтрационно-емкостным свойствам.

Однако если учесть, что:

- а) величина объемов нагнетания по каждому из пластов является более достоверной в отличие от отборов, поскольку при одинаковых представлениях о коэффициентах продуктивности пластов для добывающей и нагнетательной скважин, депрессия по нагнетательной скважине рассчитывается

точнее (известно забойное давление);

- б) всегда имеется ряд нагнетательных и добывающих скважин, эксплуатирующих только один из пластов, а значит информация по отборам/нагнетанию в некотором множестве точек геологического тела нам известна с высокой точностью, тогда задача может быть отнесена к классу обратных задач.

Используя вышеизложенные подходы к определению проводимостей между скважинами, сформулируем следующую оптимизационную задачу: требуется найти такие сопротивления между соседними блоками λ_{ij} , $i=1, N$; $j=1, K(i)$; $p=1, P$; где N — количество блоков, K_i — количество соседних блоков к блоку i , P — количество пластов, которые минимизируют сумму абсолютных значений потенциалов:

$$\sum abs(\alpha_i(T)) + \sum abs(\sum Q_{ip}(T) - Q_i) \rightarrow min, \quad (3)$$

где Q_{ip} — отбор по пласту p на i -ой скважине, Q_i — отбор по i -ой скважине.

Критерий оптимизации обеспечивает выполнение следующих условий:

- объемы закачки по пласту должны приближаться к объемам отборов;
- сумма притоков по каждому пласту в скважине должна быть равной отбору в целом по этой скважине.

Решение оптимизационной задачи поиска минимума функционала (3) производилось и применением оптимизационного алгоритма на основе кросс-энтропии [2].

Алгоритм был опробован на участке Миннибаевской площади (100 скважин, накопленные объемы отборов/нагнетания за 5 лет), скважины эксплуатируют 8 пластов: Д1а, Д1б1, Д1б2, Д1б3, Д1в, Д1г1, Д1г2, Д1д. Этот участок был выбран по причине наличия телемеханизированного фонда скважин и большого количества эксплуатируемых одновременно пластов. Агрегированные по пластам исходные данные и результаты расчетов представлены в таб. 1.

Результаты расчетов позволяют заключить следующее:

- сравнивая итоговые суммы в третьей и шестой строке, которые представляют из себя разницу между отбором и нагнетанием, видим, что итоговое расчетное значение (1 096 217) меньше, чем аналогичное в блоке исходных данных. Это означает, что алгоритм, как и ожидалось, перераспределяет отборы таким образом, чтобы отборы по пластам с наибольшим нагнетанием были увеличены и наоборот;
- по пластам Д1б3, Д1в оценка отборов по пластам экспертом НГДУ и результаты расчета достаточно близки, в то же время по пластам Д1г1, Д1г2, Д1д разница отборов существенна, что требует переоценки объемов нагнетания по пластам (объемы нагнетания в расчете взяты по картам разработки).

На рис. 1 и 2 представлены расчетные значения объемов отбора/нагнетания по пластам Д1а, Д1б2. Данные расчеты намеренно были произведены на многопластовом

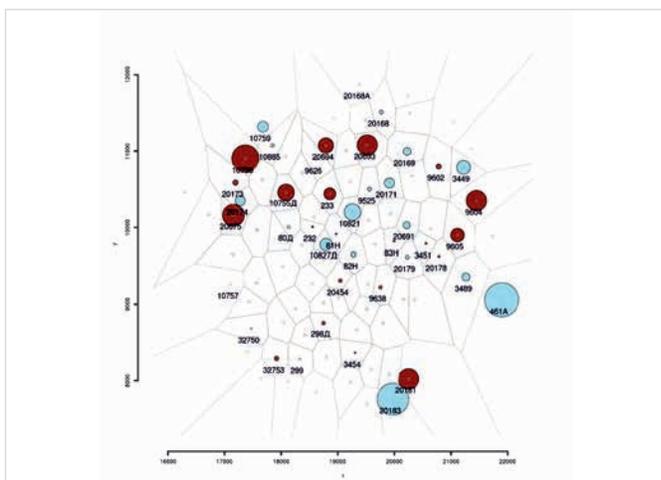


Рис. 1 — Объемы отборов/нагнетания по Д1а Миннибаевской площади
 Fig. 1 — Volumes of production/injection on Minnibaevskaya area «D1a»

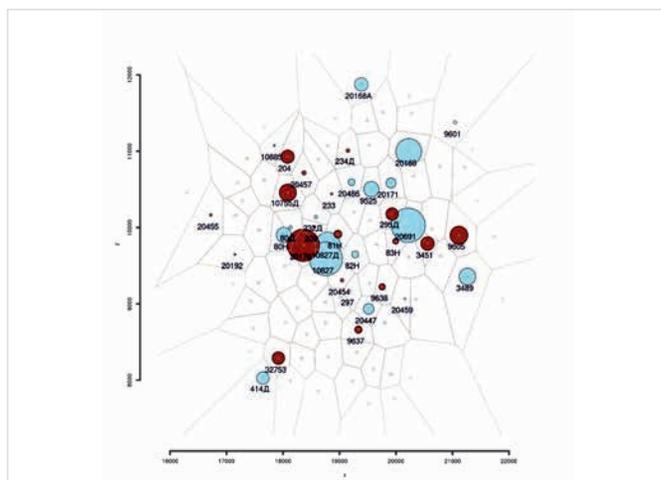


Рис. 2 — Объемы отборов/нагнетания по Д1б2 Миннибаевской площади
 Fig. 2 — Volumes of production/injection on Minnibaevskaya area «D1б2»

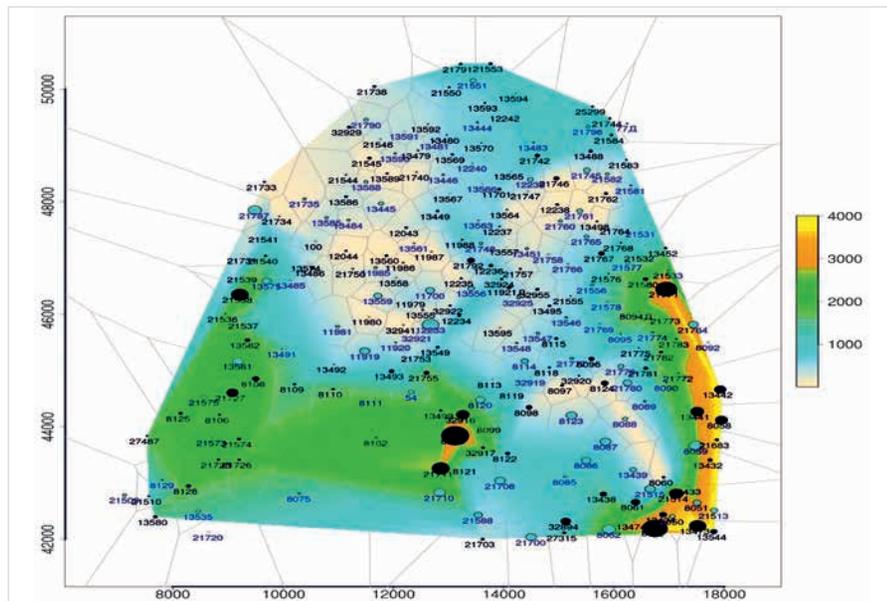


Рис. 3 — Зоны недокомпенсации на 3-м блоке Березовской площади (безразмерная шкала λ сопротивлений представлена цветовым градиентом)
 Fig. 3 — Undercompensation zones on the 3rd block of Berezovskaya area (the dimensionless scale of λ resistance is represented by a color gradient)

объекте, где скважины эксплуатируются одним фильтром.

Аналогичные расчеты были сделаны по 3-му блоку Березовской площади. В результате расчетов были получены карты зон недокомпенсации (рис. 3).

Результаты экспериментальных расчетов легли в основу автоматической процедуры выделения групп скважин и выделения зон

недокомпенсации, которая была реализована отдельным модулем в реализованном программном инструменте [3].

Например, по результатам проведенных расчетов и анализа данных с помощью программного инструмента на скважине ППД №12239, после получения результатов ГИС о герметичности эксплуатационной колонны и отсутствия заколонных перетоков, был

сделан вывод о неэффективности закачки на указанном участке и необходимости ее исключения (перераспределения) [4].

Итоги

Описан и реализован способ идентификации зон непроизводительной закачки.

Выводы

Предложен способ и реализован расчетный алгоритм обнаружения зон недокомпенсации на основе введенного определения потенциала блока (по аналогии с электростатическим потенциалом) и решения оптимизационной задачи минимизации значений потенциалов в блоках и идентификации сопротивлений между ними.

Литература

1. Ф. Препарата, М. Шеймос. Вычислительная геометрия: Введение. М.: Мир, 1989. С. 295.
2. Benham T., Duan Q., Kroese D.P., Lique B. CEoptim: Cross-Entropy R package for optimization // Journal of Statistical Software, 2017, Vol. 76, issue 8, pp. 1–29.
3. Денисов О.В., Гирфанов Р.Г., Кузьмина А.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №5. С. 73–77.
4. Закиев Б.Ф., Денисов О.В. Применение статистических методов анализа оперативных данных телеметрии для выработки решений по управлению закачкой в системе ППД // Инженерная практика. 2015. №6-7. С. 12–17.

Identification of the undercompensation zones based on analysis of production and injection volumes in the operating well stock

Authors

Oleg V. Denisov — deputy head of department; denisovov@tatneft.ru

Ruslan G. Girfanov — head of department; girfanov_r@tatneft.ru

Business Service Center PJSC Tatneft, Almetьевsk, Russian Federation

Abstract

The article describes one of the solutions of undercompensation zones identifying issue on the multilayer objects. The solution is based on the construction of a simplified geological model of each layer with unknown resistances between the blocks of the model.

The optimization issue of the fluid volumes distribution for identifiable resistances on single and multilayer objects is solved, by analogy with the redistribution of the electric potential in electrostatics.

On the basis of developed solution, maps of the injection undercompensation were

constructed for Minnibaevskaya area and the 3rd block of Berezovskaya area.

Materials and methods

The optimization issue of the fluid volumes distribution for identifiable resistances on single and multilayer objects is solved, by analogy with the redistribution of the electric potential in electrostatics.

Keywords

simplified geological model, multilayer object, identification issue

Results

A method for identifying unproductive injection zones is described and implemented.

Conclusions

The method of detecting undercompensation zones is proposed and the computational algorithm is implemented. The method is based on the introduced definition of a block potential (by analogy with an electrostatic potential) and solving an optimization issue of minimizing the values of potentials in blocks and identifying resistances between them.

References

1. F. Preparata. M. Sheymos. *Vychislitel'naya geometriya: Vvedeniye* [Computational Geometry: An Introduction]. Moscow: Mir, 1989, p. 295.
2. Benham T., Duan Q., Kroese D.P., Lique B. CEoptim: Cross-Entropy R package for optimization // Journal of Statistical Software, 2017, Vol. 76, issue 8, pp. 1–29.
3. Denisov O.V., Girfanov R.G., Kuz'mina A.V. *Razrabotka informatsionno-analiticheskoy sistemy monitoringa i upravleniya ekspluatatsionnym fondom skvazhin NGDU «Al'met'evneft'»* [The development of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almetьевneft Oil and Gas Production Department)]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 5, pp. 73–77.
4. Zakiev B.F., Denisov O.V. *Primeneniye statisticheskikh metodov analiza operativnykh dannykh telemetrii dlya vyrabotki resheniy po upravleniyu zakachkoy v sisteme PPD* [Application of statistical methods for analyzing the operative data of telemetry for the development of injection control solutions]. Inzhenernaya praktika, 2015, issue 6-7, pp. 12–17.