

Ю.А. Келлер

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ ДЛЯ ПОДБОРА УЧАСТКОВ-КАНДИДАТОВ ПОД ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ

Предложена методология использования метода главных компонент для оценки влияния геолого-технологических факторов при проведении операций по выравниванию профиля приёмистости на нагнетательных скважинах. Приведены основные выводы на основании проведенного анализа.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи; выравнивание профиля приёмистости; нагнетательная скважина; метод главных компонент; кластеризация.

Разработка нефтяных месторождений при наличии системы поддержки пластового давления характеризуется, как правило, нарастающим темпом обводнения добываемой продукции. С целью prolongирования рентабельного срока эксплуатации месторождения широкое распространение нашли вторичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в частности выравнивание профиля приёмистости (ВПП) на нагнетательных скважинах. Для этого в скважину закачивается специальный реагент для уменьшения проницаемости промытых зон пласта, что в свою очередь приводит к более равномерному фронту вытеснения нефти водой, вовлечения в разработку непромытых зон пласта, уменьшая тем самым обводненность продукции добывающих скважин. Под обводненностью продукции понимается отношение добываемой воды в объеме добываемого флюида из добывающей скважины. Например, обводненность продукции в 90% на добывающей скважине означает, что из 1 000 м³ добываемой жидкости в сутки только 100 м³ составляет нефть, а остальные 900 м³ – вода. На текущий момент геологические и технологические критерии выбора участков под ВПП проработаны в должном объеме и закреплены в виде технологических регламентов и инструкций, однако оценивание предполагаемой дополнительной добычи нефти, полученной за счет снижения обводненности, остается сложной задачей. Для её решения используется целый спектр приёмов: от гидродинамического до математического моделирования [1–4]. В данной работе предложена методика, направленная на определение геолого-технологических факторов, влияющих на эффективность проведения ВПП на группе месторождений, разработку групп правил для интеллектуального выбора участков-кандидатов под ВПП методом главных компонент с последующим оцениванием ожидаемой дополнительной добычи нефти.

1. Описание алгоритма выбора кандидатов

Поскольку в качестве влияющих на результат МУН геолого-технологических параметров в доступной литературе указывается достаточное их число [5], то с целью выбора наиболее значимых параметров для рассматриваемой группы месторождений был применен метод главных компонент. На практике метод главных компонент применяется, во-первых, для редукции данных (уменьшения общего числа переменных) и, во-вторых, для классификации переменных посредством факторного пространства [6]. На предварительном этапе была обобщена информация о проводимых обработках в период с 2007 по 2013 г. Далее было произведено исключение из сформированной выборки тех случаев, для которых не выполнялось условие полноты знаний обо всех геолого-технологических характеристиках месторождения (данные либо отсутствовали, либо их достоверность находилась под сомнением). В результате был сформирован список параметров, который мог быть использован для дальнейшего инженерного анализа. Характеристики, выбранные для последующего анализа методом главных компонент, приведены в табл. 1.

В период с 2007 по 2013 г. было проведено 130 мероприятий ВПП на нагнетательных скважинах. Обработки проводились с использованием двух технологий: сшитых полимерных систем (СПС) и КАРФАС. Сущность технологии СПС заключается в образовании гидрогеля в результате реакции химической сшивки макромолекул полимеров (например, раствор полиакриламида) в водном растворе посредством специальных сшивателей (например, ацетат хрома). Последовательной закачкой растворов медленно сшивающихся составов различных концентраций осуществляется их проникновение вглубь призабойного пласта на значительные расстояния от забоя скважины и создания в пластовых условиях потокоотклоняющих экранов. В результате изменения направления фильтрационных потоков в пласте в процесс выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки более низкой проницаемости и обводненности, ранее не охваченные заводнением [7]. Отличительными особенностями реагента КАРФАС является способность образования геля только за счет его взаимодействия с породой коллектора, т.е. непосредственно в пласте, однородность закачиваемого водного раствора делает его пригодным для применения на объектах, обладающих высокой степенью неоднородности, какими являются карбонатные пласты [8].

Т а б л и ц а 1

Параметры для анализа методом главных компонент

Наименование параметра	Размерность
Глубина залегания пласта	м
Общая толщина пласта	м
Эффективная нефтенасыщенность. Толщина	м
Коэффициент пористости пласта	д. ед.
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.
Плотность нефти	г/см ³
Коэффициент проницаемости пласта	мкм ²
Вязкость нефти	мПа*с
Пластовая температура	°С
Газовый фактор	м ³ /т
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³
Давление насыщения	атм.
Начальное давление	атм.
Содержание серы	%
Содержание парафинов	%
Содержание смол-асфальтенов	%

Участок, выбранный под обработку, помимо удовлетворения геологических и технологических критериев, должен давать рентабельный уровень дополнительной добычи нефти. Однако величина дополнительной добычи нефти, как правило, напрямую зависит от величины суммарного отбора жидкости на участке. Чем выше отборы жидкости, тем большую дополнительную добычу нефти за счет снижения обводненности можно получить. Таким образом, было принято решение в качестве критерия эффективности мероприятия выбрать не абсолютную величину дополнительной добычи нефти на участке, а величину, рассчитанную следующим образом: сначала вычислялась месячная дополнительная добыча нефти как отношение суммарной величины дополнительной добычи нефти на участке к продолжительности эффекта. Далее вычислялся процент месячной дополнительной добычи нефти от месячных отборов нефти с участка до ВПП, и данная величина нормировалась на объём закачки реагента (в тыс. м³). Вычисленная таким образом характеристика обеспечивает корректную оценку потенциала обработанного участка при использовании метода главных компонент.

Обработка данных осуществлялась в программном комплексе STATISTICA 6, в качестве исследуемых переменных были выбраны данные из табл. 1, в качестве группирующей переменной – нормированный процент дополнительной добычи нефти по участку. Разбиение по группам представлено в табл. 2.

Обработки с эффективностью, отнесенные к группе 4, можно охарактеризовать как успешные, отнесенные к группе 1 – как неуспешные.

Разбиение эффективности мероприятий ВПП по четырем группам

Диапазон изменения нормированной дополнительной добычи нефти, %	Наименование группы
От 0 до 5	Группа 1
От 5 до 10	Группа 2
От 10 до 20	Группа 3
Свыше 20	Группа 4

Далее с использованием метода главных компонент была решена задача определения влияния геолого-технологических параметров на итоговую эффективность мероприятия ВПП по технологии СПС. Размер факторного пространства по критерию Кеттеля [9] был выбран равным 2. То есть каждый выбранный фактор является линейной комбинацией переменных, которые сильно коррелируют с ним. Далее было осуществлено распределение выделенных по эффективности групп на построенном факторном пространстве. Построенное распределение приведено на рис. 1. Путем вычисления факторных нагрузок для каждой из переменных было установлено (на основании наличия сильной корреляционной связи), что положительная ось Factor 1 соответствует таким переменным, как коэффициент пористости пласта, плотность нефти, проницаемость пласта, вязкость нефти, содержание серы, содержание смол-асфальтенов. Отрицательная ось Factor 1 соответствует таким переменным, как глубина залегания пласта, пластовая температура, газовый фактор, начальное давление. Отрицательной оси Factor 2 соответствует общая толщина пласта.

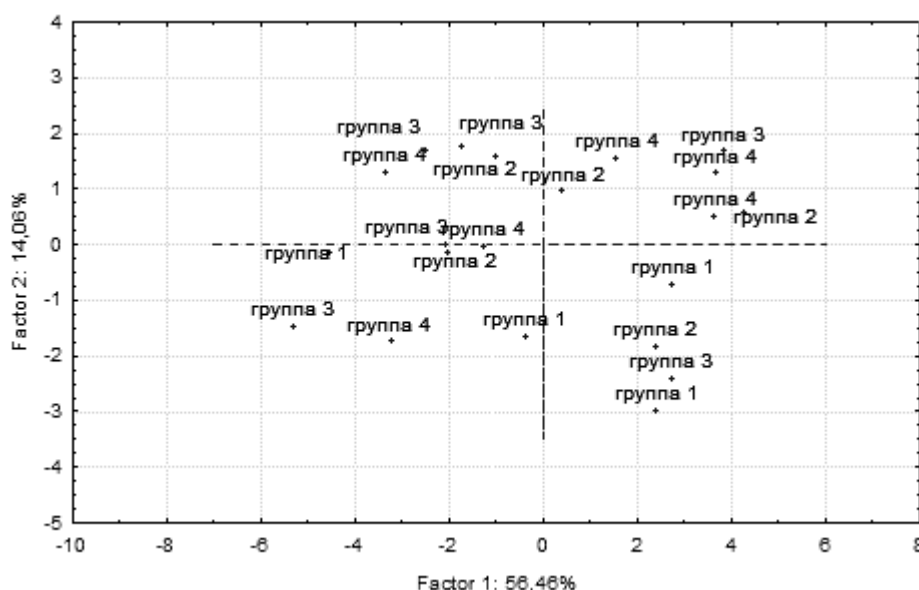


Рис. 1. Распределение по эффективности мероприятий ВПП на факторном пространстве

Анализ данных, приведенных выше, позволяет сделать следующие выводы. Большая часть неуспешных мероприятий группируется в правой нижней области факторного пространства, соответствующей положительной оси Factor 1 и отрицательной оси Factor 2. Наиболее успешные мероприятия группируются в верхней области факторного пространства, соответствующей положительной оси Factor 2. С целью выделения не только влияющих переменных на эффективность ВПП, но и границ их изменения была произведена кластеризация данных методом k-средних (k-means). Задачей кластерного анализа является выделение из исходной выборки данных групп так, чтобы объекты, принадлежащие одной и той же группе, были максимально сходными по своим параметрам, а объекты, принадлежащие к разным группам, – максимально различались по своим характеристикам. Особенностью процедуры кластеризации методом k-средних является необходимость задания количества выделяемых групп до начала работы алгоритма. Основываясь на практическом опыте, было принято решение выделить

три группы. В табл. 3 представлены диапазоны изменения переменных, а также их средние значения для каждой выделенной группы. Анализируя диапазоны минимальных и максимальных значений и средние значения для нормированной эффективности ВПП, можно выделить успешную с точки зрения получения дополнительной добычи группу (группа № 1) и неуспешную (группа № 2).

Анализируя приведенные в табл. 3 данные, можно сделать следующие выводы:

- наименее успешную группу (№ 2) характеризует глубина залегания менее 2 км;
- наименее успешная группа (№ 2) характеризуется высоковязкими нефтями (более 25 мПа·с);
- наиболее успешную группу (№ 1) характеризует глубина залегания в диапазоне от 2 до 2,5 км;
- наиболее успешная группа (№ 1) характеризуется маловязкими нефтями (от 1 до 4 мПа·с);
- наименее успешная группа (№ 2) характеризуется высокосернистыми нефтями (более 2%);
- наименее успешная группа (№ 2) характеризуется высокосмолистыми нефтями (более 18%);
- наиболее успешная группа (№ 1) характеризуется меньшими толщинами пласта (порядка 8 м).

Таблица 3

Диапазоны изменения значений переменных для каждой группы

Переменная	Мин.	Макс.	Средн.	Мин.	Макс.	Средн.	Мин.	Макс.	Средн.
Глубина залегания, м	2114	2583	2347	1312	1834	1479	2814	3199	3061
Общая толщина, м	1,8	14,7	8,8	2,4	20,4	10,5	10,5	19,3	13,6
Эф. толщина, м	1,6	9,3	5,7	2,4	19,2	8,3	6,4	14,1	9,8
Коэф. пористости, д. ед.	0,12	0,20	0,17	0,16	0,25	0,21	0,12	0,16	0,14
Коэф. нефтенас., д. ед.	0,86	0,92	0,91	0,84	0,96	0,91	0,86	0,88	0,87
Плотность нефти, г/см ³	0,82	0,87	0,84	0,84	0,93	0,90	0,81	0,84	0,82
Проницаемость, мкм ²	0,01	0,44	0,11	0,03	2,52	0,78	0,07	0,19	0,12
Вязкость нефти, мПа·с	1,4	3,8	2,2	2,9	116,2	29,0	0,8	2,0	1,2
Пл. температура, °С	49	54	51	27	50	32	64	76	72
Газовый фактор, м ³ /т	29	88	54	7	53	16	43	87	61
Объемный коэф. нефти, м ³ /м ³	1,09	1,24	1,14	1,02	1,20	1,08	1,13	1,22	1,17
Давление насыщения, атм.	47	94	69	36	61	50	71	97	83
Начальное давление, атм.	206	274	251	132	200	157	311	362	337
Содержание серы, %	0,9	1,9	1,4	1,6	4,6	3,1	0,8	1,1	0,9
Содержание парафинов, %	3,4	6,1	4,7	3,2	6,7	5,0	4,8	5,2	5,0
Содержание смол-асфальтенов, %	5,2	13,4	8,4	6,8	24,0	17,4	3,4	7,1	4,5
Эффективность ВПП, %/тыс. м ³	9,4	25,5	15,3	0,0	37,0	11,2	4,9	21,2	10,4

Пользуясь системой правил при подборе кандидатов на проведение ВПП, приведенной выше, в дополнение к предусмотренным в технических регламентах критериям удалось существенно уменьшить число неуспешных, с точки зрения получения дополнительной добычи нефти, обработок в 2014 г. на месторождениях, а также более корректно оценивать ожидаемую дополнительную добычу нефти после ВПП.

Заключение

Была выполнена классификация объектов воздействия МУН с помощью метода главных компонент, выделены геолого-технологические факторы, оказывающие сильное влияние на итоговую дополнительную добычу нефти. Показано, что на участках, залегающих на глубине менее 2 км, представленных высоковязкими, высокосернистыми и высокосмолистыми нефтями, проведение ВПП по технологии СПС на группе месторождений европейской части РФ нецелесообразно с точки зрения экономической рентабельности мероприятия. С помощью кластеризации методом k-средних выделены конкретные диапазоны значений геолого-технологических характеристик для успешных и неуспешных мероприятий. Применение предложенной методологии в сочетании с регламентом по подбору скважин-кандидатов под МУН позволяет снизить процент неуспешных мероприятий, а также оценить ожидаемую дополнительную добычу нефти, не прибегая к трудоемкому гидродинамическому моделированию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абызбаев И.И., Андреев В.Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 167–176.
2. Келлер Ю.А. Применение кластеризации данных на основе самоорганизующихся карт Кохонена при подборе скважин-кандидатов для методов увеличения нефтеотдачи // Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика. 2014. № 3(28). С. 32–37.
3. Ferreira I., Gammiero A., Llamedo M. Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels (SPE 153908) // SPE Latin American and Caribbean petroleum conference. Mexico, 2012. 9 p.
4. Saaedi A., Camarda J., Liang J-T. Using neural networks for candidate selection and well performance prediction in water-shutoff treatments using polymer gels – a field-case study (SPE-101028-PA). SPE Asia Pacific Oil&Gas conference and exhibition. Adelaide, 2006. 8 p.
5. Куликов А.Н., Елисеев Д.Ю., Рожков А.П. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических технологий ПНП и их совершенствование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 59–66.
6. Statistica: Руководство пользователя. М. : StatSoft, 2001. 1343 с.
7. Технология СПС. URL: http://gidroimpuls.com/tehnologiya_sps (дата обращения: 10.11.2014).
8. Реагент КАРФАС. URL: <http://atelye-leo.ru/ingibitori/19-karfas.html> (дата обращения: 14.11.2014).
9. Халафян А.А. Учебник STATISTICA 6: Статистический анализ данных. М. : Бином-Пресс, 2007. 512 с.

Келлер Юрий Александрович, канд. физ.-мат. наук. E-mail: kua1102@rambler.ru
Томский государственный университет

Поступила в редакцию 5 февраля 2015 г.

Keller Yuri A. (Tomsk State University, Russian Federation).

Using the method of principal components for selecting candidate wells for improving water injection profile

Keywords: enhanced oil recovery methods; improving water injection profile; injector well, the method of principal components; clustering.

DOI 10.17223/19988605/31/4

A methodology of using the method of principal components is suggested for the estimation of the influence of geologo-technological factors within the process of selecting candidate wells for enhanced oil recovery methods, in particular for improving water injection profile. At this point, geological and technological criteria of selecting parts of the field for improving water injection profile have been properly developed and fixed as technological rules and instructions, however, the estimation of suggested additional production of oil produced due to water cut decrease as a result of improving water injection profile remains a complicated and, on the whole, a partly unsolved problem. To solve it, a whole spectrum of techniques is needed, namely, from hydrodynamic to mathematical modeling. Every method has its pros and cons. One of the definite advantages of hydrodynamic modeling is the validity of forecasts based on the fact that the hydrodynamic model is oil field history matching. Also, there are the following disadvantages: the necessity of the existence of an actual hydrodynamic model, the complexity of the modeling procedure, the presence of multiple additional parameters, which are seldom wholly known. Mathematical modeling allows to avoid the problems inherent in hydrodynamic modeling. However, for its proper use, it is required to observe the condition of completeness of initial information. Therefore, generally, the results of mathematical modeling can be used as additional information in the process of making the final decision. The use of the method of principal components allows to create a classification of oilfields and group the fields with similar geological and physical characteristics. Based on the grouping, the analysis of the dependence of the success of measures actions on the features of geological and physical characteristics of oilfields has been conducted. It is shown that on oilfields deposited at a depth less than 2 km and represented by highly viscous, highly sulphurous and heavy oils the undertaking of improving water injection profile based on the cross-linked polymer systems technology is impracticable from the standpoint of economic profitability of the measure. By means of k-means clustering concrete ranges of meanings of geologo-technological characteristics for successful and unsuccessful measures actions are singled out. Applying the suggested methodology in conjunction with the rules of selecting candidate wells for enhanced oil recovery methods allows to lower the percentage of unsuccessful measures actions as well as to evaluate the prospective additional oil production without applying cumbersome hydrodynamic modeling.

REFERENCES

1. Abyzbaev, I.I. & Andreev, V.E. (2005) Prognozirovanie effektivnosti fiziko-khimicheskogo vozdeystviya na plast [Predicting efficiency of enhanced oil recovery on formation]. *Neftgazovoe delo – Oil and Gas Business*. 3. pp. 167-176.
2. Keller, Yu.A. (2004) The application of data clustering on the basis of Kohonen self-organizing maps in the process of selecting candidate wells for enhanced oil recovery methods. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika – Tomsk State University. Journal Of Control And Computer Science*. 3(28). pp. 32-37. (In Russian).
3. Ferreira, I., Gammiero, A. & Llamedo, M. (2012) Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels (SPE 153908). *Proc. SPE Latin American and Caribbean petroleum conference*. Mexico.

4. Saaedi, A., Camarda, J. & Liang, J-T. (2006) Using neural networks for candidate selection and well performance prediction in water-shutoff treatments using polymer gels – a field-case study (SPE-101028-PA). *Proc. SPE Asia Pacific Oil&Gas conference and exhibition*. Adelaide.
5. Kulikov, A.N., Eliseev, D.Yu. & Rozhkov, A.P. (2011) Some aspects of geological-technological factors' impact on efficiency of physical-chemical technologies required for oil recovery increase out of a layer and their perfection. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2011, no. 6, pp. 59–66. (In Russian).
6. Anon. (2001) *STATISTICA: Rukovodstvo polzovatelya* [STATISTICA: User's manual].
7. *Tekhnologiya SPS* [Cross-linked polymer systems technology]. [Online] Available from: http://gidroimpuls.com/tehnologiya_sps. (Accessed: 10th November 2014)
8. *Reagent KARFAS* [Reagent KARFAS]. [Online] Available from: <http://atelye-leo.ru/ingibitori/19-karfas.html>. (Accessed: 14th November 2014)
9. Khalafyan, A.A. (2007) *STATISTICA 6: Statisticheskiy analiz dannykh* [STATISTICA 6: Data statistical analysis]. Moscow: Binom.