
РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98:622.275.1

ПОСТРОЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРЕДСКАЗАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВПП НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Ю.А. Келлер

*(ООО "СИАМ-Инжиниринг" ФГБОУ ВПО "Национальный исследовательский
Томский государственный университет"),*

Д.Н. Ледовских

(ОАО "Самаранефтегаз")

Одной из главных проблем при разработке нефтяных месторождений на данный момент является преждевременное обводнение добываемой продукции. Это один из факторов, приводящих к стабилизации темпов извлечения нефти, а в ближайшей перспективе при сохранении стратегии разработки месторождений – к их снижению [1]. Поэтому с целью увеличения рентабельного срока эксплуатации нефтяных месторождений для снижения текущей обводненности продукции применяется выравнивание профиля приёмистости (ВПП) на нагнетательных скважинах. Для этого в скважину закачивается специальный реагент для уменьшения проницаемости промытых прослоев пласта, что, в свою очередь, приводит к более равномерному фронту вытеснения нефти водой, вовлечению в разработку непромытых зон пласта, уменьшая тем самым обводненность продукции добывающих скважин.

На данный момент критерии выбора скважин-кандидатов под ВПП проработаны в достаточной мере. Поэтому на первый план выходит корректная оценка ожидаемой дополнительной добычи нефти (ДДН) за счет снижения обводненности продукции в результате проведения ВПП на месторождении (или на его участке). Известны методики оценки технологической эф-

фективности ВПП на основе теории нейронных сетей [2–4]. Однако предложенные алгоритмы не лишены ряда недостатков.

В данной работе предлагается методика оценивания ожидаемой эффективности ВПП с помощью регрессионного анализа. В результате анализа построенной математической модели выявлены геолого-физические характеристики, оказывающие значительное влияние на эффективность ВПП. Предложенная методика является менее трудозатратной по сравнению с традиционным гидродинамическим моделированием, сохраняя при этом приемлемый уровень точности предсказания.

1. Обоснование выбора входных характеристик модели

В начале 2000-х гг. на группе месторождений ОАО "Самаранефтегаз" достаточно активно начали проводиться мероприятия по ВПП на нагнетательных скважинах. На тех участках, где проведение ВПП позволило существенно снизить обводненность добывающих скважин (и как следствие – получить ДДН), ВПП проводилось повторно.

Поскольку различные месторождения Поволжско-го региона достаточно сильно отличаются по физико-химическим и геологическим характеристикам, а кратные обработки на одном и том же месторождении, как правило, проводились при различных стадиях эксплуатации (обводненность, интенсивность отборов и закачки, пластовое давление и т. д.) и технологических характеристиках (технология обработки, объем закачки и т. д.), то подобная дифференциация исходных данных создает благоприятную почву для применения различных математических моделей, поскольку одним из значимых критериев, предъявляемых к исходной информации, является её репрезентативность.

На рис. 1 представлена диаграмма распределения количества обработанных участков в период с 2007 по 2012 г. включительно.

Приведенное распределение показывает, что наибольшая интенсивность в количественном отношении наблюдалась в период с 2007 по 2009 г. Этот факт можно объяснить тем, что в указанный период проводилась масштабная апробация технологий ВПП на приоритетных участках. В указанный период часть обработок характеризовалась либо отсутствием эффекта (ДДН не получена), либо полученный итоговый эффект оказывался весьма незначительным (100...300 т ДДН). Эта информация позволила более взвешенно подходить к потенциальным кандидатам на закачку ГОС, поэтому в 2010–2011 гг. наблюдалось снижение числа обработанных участков, однако эффективность проведения мероприятий существенно увеличилась. В 2012 г. было обработано 7 участков. Стоит отметить, что все обработки, проведенные в 2012 г., характеризуются положительным эффектом в виде получения ожидаемой ДДН.

В качестве технологии увеличения нефтеотдачи использовалась технология применения сшитых полимерных систем (СПС). Сущность технологии СПС заключается в образовании гидрогеля в результате реакции химической сшивки макромолекул полимеров (например, раствора полиакриламида) в водном растворе посредством специальных сшивателей (например, ацетата хрома). Последовательной закачкой растворов медленно сшивающихся составов различных концентраций осуществляется их проникновение в

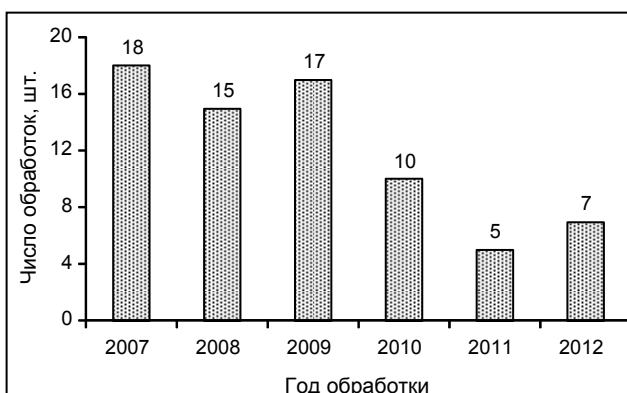


Рис. 1. Диаграмма распределения количества ВПП на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз"

глубь призабойной зоны пласта на значительные расстояния от забоя скважины и создание 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 [5].

Главной задачей, в рамках подготовки данных для статистического моделирования, было выделение геолого-технологических параметров, влияющих на эффективность проведения ВПП. Согласно теоретическим экспериментам, а также информации, предоставленной в открытой печати [6], в качестве параметров, оказывающих влияние на эффективность проведения ВПП, были выбраны следующие 10 параметров:

- объем закачки реагента, м³;
- эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
- коэффициент пористости, доли ед.;
- коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;
- проницаемость, мкм²;
- вязкость нефти, мПа·с;
- пластовая температура, °С;
- газовый фактор, м³/т;
- коэффициент расчлененности;
- коэффициент неоднородности.

После этого были определены параметры, способные оказывать влияние на результат проведения ВПП, имеющаяся выборка была проанализирована на наличие достоверной информации по каждому исследуемому параметру. И те примеры, где хотя бы один параметр не был известен, были исключены из рассмотрения. После исключения взаимопротиворечивых данных (например, при сопоставимых входных параметрах получена кардинально различная ДДН) итоговый объем выборки составил 17 случаев.

Построение регрессионных зависимостей и оценка вклада каждой переменной в эффективность мероприятия осуществлялись в ПО Statistica. Для получения регрессионной зависимости использовался модуль Multiple Regression. На первой итерации построения модели весь объем исходной выборки был проанализирован в Statistica. В табл. 1 приведены полученные оценки для построенной модели регрессионной зависимости.

Таблица 1

Статистические оценки регрессионной зависимости

Обозначение	Значение
R	0,98
R^2	0,95
Adj. R^2	0,88
t -критерий Стьюдента и p -уровень значимости	$t = 6,246; p = 0,0008$
F -критерий Фишера, df – число степеней свободы, p -уровень значимости	$F = 12,602; df = 10,6; p = 0,00286$

Так как $R^2 > 0,75$, то зависимость между выходным параметром (величина ДДН) и входными параметрами

Таблица 2

Диапазон изменения переменных модели

Параметры	Значения параметров		
	min	max	среднее
Объем закачки, м ³	40	5282	1827,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,0	14,1	9,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,14	0,25	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,83	0,94	0,90
Проницаемость, мкм ²	0,07	2,10	0,71
Вязкость нефти, мПа·с	0,79	116,24	36,36
Пластовая температура, °С	30	76	46,7
Газовый фактор, м ³ /т	9,6	86,6	31,6
Коэффициент расчлененности	1,0	3,3	2,0
Коэффициент неоднородности	1,1	10,7	3,0
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	0	12,9	4,5

ми является "сильной" (построенная регрессионная модель объясняет 95 % разброса входной переменной относительно среднего). Адекватность математической модели оценивалась по критерию Фишера. Табличное значение F -критерия равно 4,06 (при объеме выборки 17, числе переменных 10 и уровне значимости 0,05), а расчетное значение F -критерия составило 12,602. Так как расчетное значение F -критерия больше табличного значения, то это говорит об адекватности построенной модели [7]. Таким образом, была получена устойчивая статистическая модель. Диапазон изменения исходных параметров приведен в табл. 2.

2. Построение регрессионной зависимости для оценки эффективности ВПП

Привлекательность модуля Multiple Regression обусловлена еще одним фактором – в нем можно оценивать переменные по степени вклада в предсказываемый фактор, в нашем случае – оценить влияние геологических характеристик на ДДН. Данные анализа приведены в табл. 3.

Ранжирование по степени вклада переменных в итоговую ДДН осуществляется посредством параметров "Beta in" и "Partial correlation". Остановимся более

подробно на каждом из этих параметров. Параметр "Beta in" – это стандартизированный регрессионный коэффициент (позволяет оценить вклад каждого предиктора в предсказание отклика), а параметр "Partial correlation" – это частный коэффициент корреляции, который описывает влияние одного предиктора на отклик в предположении, что влияние этих предикторов на отклик закреплено на постоянном уровне. Остальные характеристики, приведенные в табл. 3, несут в себе вспомогательную информацию.

Из анализа параметров "Beta in" и "Partial correlation" видно, что величина объема закачки не оказала существенного влияния на величину ДДН. Для объяснения этого факта обратимся к теории статистического моделирования [8], которая гласит, что если получастная корреляция (Semipart Correlation) мала, в то время как частная корреляция (Part Correlation) относительно велика, то соответствующий предиктор может иметь самостоятельную часть в объяснении изменчивости зависимой переменной, т. е. часть, которая не объясняется другими предикторами. Иными словами, такой входной параметр нужно рассматривать индивидуально. Для определения таких переменных в модели найдено отношение частной корреляции к получастной корреляции (табл. 4).

Среди рассматриваемых переменных по величине отношения частной и получастной корреляций выделяются объем закачки и вязкость нефти. Поэтому для улучшения имеющейся математической модели эти характеристики, как оказывающие самостоятельное влияние, без учета других параметров, на эффективность ВПП, были исключены из рассматриваемых переменных. Кроме этого, объем рассматриваемой выборки был сокращен еще на один случай и в конечном виде составил 16 случаев. На основании этой информации снова была построена математическая модель. В табл. 5 приведены полученные оценки для построенной модели регрессионной зависимости.

Поскольку $R^2 > 0,75$, то зависимость между выходным параметром (величина ДДН) и входными параметрами является "сильной" (построенная регрессионная модель объясняет 94 % разброса входной переменной относительно среднего). Табличное значение F -крите-

Таблица 3

Расширенная информация о переменных в построенной модели

Переменные	Beta in	Partial Correlation	Semipart Correlation	Tolerance	R-square	t(6)	p-level
Объем закачки, м ³	0,30	0,59	0,15	0,27	0,73	1,77	0,127
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-7,41	-0,95	-0,63	0,01	0,99	-7,28	0
Коэффициент пористости, доли ед.	1,93	0,84	0,33	0,03	0,97	3,78	0,009
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	-3,39	-0,94	-0,57	0,03	0,97	-6,52	0,001
Проницаемость, мкм ²	5,58	0,92	0,50	0,01	0,99	5,70	0,001
Вязкость нефти, мПа·с	-1,08	-0,65	-0,18	0,03	0,97	-2,08	0,083
Пластовая температура, °С	8,69	0,95	0,67	0,01	0,99	7,66	0
Газовый фактор, м ³ /т	4,22	0,92	0,49	0,01	0,99	5,62	0,001
Коэффициент расчлененности	2,97	0,92	0,48	0,03	0,97	5,57	0,001
Коэффициент неоднородности	-7,25	-0,95	-0,63	0,01	0,99	-7,28	0

Таблица 4

Отношение частной и полустатистической корреляций

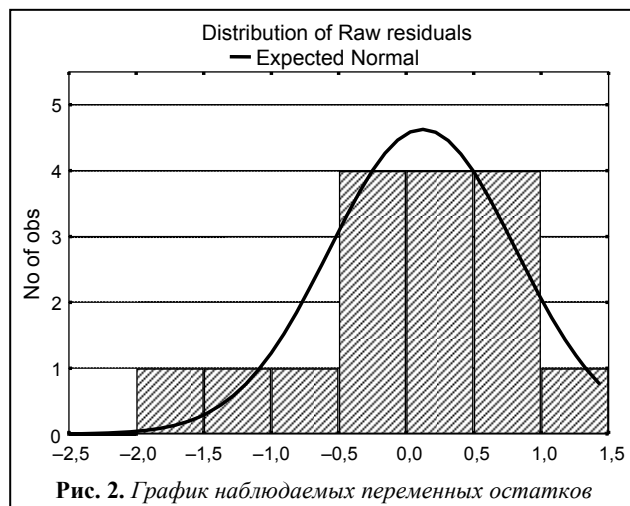
Переменные	Partial Correlation	Semipart Correlation	Отношение
Объем закачки, м ³	0,59	0,15	3,8
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-0,95	-0,63	1,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,84	0,33	2,6
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	-0,94	-0,57	1,6
Проницаемость, мкм ²	0,92	0,50	1,9
Вязкость нефти, мПа·с	-0,65	-0,18	3,6
Пластовая температура, °С	0,95	0,67	1,4
Газовый фактор, м ³ /т	0,92	0,49	1,9
Коэффициент расчлененности	0,92	0,48	1,9
Коэффициент неоднородности	-0,95	-0,63	1,5

Таблица 5

Статистические оценки регрессионной зависимости

Параметр	Значение
R	0,97
R^2	0,94
Adj. R^2	0,86
t -критерий Стьюдента и p -уровень значимости	$t = 6,3573; p = 0,0004$
F -критерий Фишера, df – число степеней свободы, p -уровень значимости	$F = 12,829; df = 8,7; p = 0,0015$

рия равно 3,7257 (при объеме выборки 16, числе переменных 8 и уровне значимости 0,05), а расчетное значение F -критерия составило 12,829. Так как расчетное значение F -критерия больше табличного значения, то это говорит об адекватности построенной модели [7]. Также об адекватности модели может говорить анализ остатков. Под остатками понимается разность между исходными значениями выходной переменной и предсказанными значениями, полученными по регрессионной зависимости. На рис. 2 показана зависимость наблюдаемых переменных остатков.



Видно, что модель адекватно описывает данные, так как распределение остатков имеет характер нормального распределения. Таким образом, была получена устойчивая статистическая модель, которую можно использовать в дальнейшем для подбора участков-кандидатов на проведение ВПП. Значения параметров "Beta in" и "Partial correlation" для построенной модели, а также ранжирование влияния параметров на эффективность ВПП приведены в табл. 6.

Таблица 6

Значения параметров "Beta in" и "Partial correlation" для построенной модели

Переменные	Beta in	Partial Correlation	Степень влияния*
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-7,0	-0,94	Сильная
Коэффициент пористости, доли ед.	2,8	0,96	Слабая
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	-3,9	-0,94	Умеренная
Проницаемость, мкм ²	4,8	0,93	Сильная
Пластовая температура, °С	9,2	0,95	Сильная
Газовый фактор, м ³ /т	3,5	0,91	Умеренная
Коэффициент расчлененности	2,6	0,92	Слабая
Коэффициент неоднородности	-7,1	-0,94	Сильная

* Градация проводилась по величине "Beta in (сильное влияние для значений, меньших -7 или больших 5, умеренное – для значений в интервалах [-4; 1,5] и [3; 5], слабое – для значений в интервале [-1,5; 3]).

Полученное уравнение регрессии для оценки дополнительной добычи нефти (в тыс. т) имеет вид

$$\begin{aligned} \text{Доп. добыча} = & -9,61 \cdot H_{\text{эф.}} + 275,973 \cdot K_{\text{пор.}} - \\ & -312,117 \cdot K_{\text{неф.}} + 20,347 \cdot K + 1,82 \cdot T + 0,466 \cdot \Gamma\Phi + \\ & + 12,694 \cdot K_{\text{расчл.}} - 7,69 \cdot K_{\text{неоднор.}} + 202,202, \end{aligned} \quad (1)$$

где $H_{\text{эф.}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 $K_{\text{пор.}}$ – коэффициент пористости, доли ед.;
 $K_{\text{неф.}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;
 K – проницаемость, мкм²;
 T – пластовая температура, °С;
 $\Gamma\Phi$ – газовый фактор, м³/т;
 $K_{\text{расчл.}}$ – коэффициент расчлененности;
 $K_{\text{неоднор.}}$ – коэффициент неоднородности.

Анализ уравнения (1) позволяет сделать следующие выводы. Согласно теоретическим изысканиям с использованием гидродинамического моделирования, с увеличением проницаемости пласта ДДН, полученная при помощи ВПП, растет. Относительно уравнения (1) это означает, что переменная проницаемости должна иметь положительный коэффициент. В нашем случае это действительно так – коэффициент перед параметром проницаемости является положительным и равным 20,347. Так как коэффициент положительный, то при увеличении проницаемости пласта (при условии сохранения остальных параметров, входящих в уравнение, постоянными) ДДН также будет увеличиваться. Как извест-

но из теории, коэффициент расчлененности, который равен отношению числа проницаемых прослоев во всех скважинах к числу скважин, характеризует показатель неоднородности эксплуатационного объекта. Принято считать, что чем выше коэффициент расчлененности, тем неоднороднее объект эксплуатации. Из практики известно, что при высокой расчлененности пласта наблюдается рост эффективности ВПП (снижение обводненности и как следствие – получение ДДН). Поэтому коэффициент расчлененности в уравнении (1) также должен иметь положительный множитель. Что и наблюдается – этот множитель равен 12,694. Что также косвенно указывает на адекватность построенной математической модели (1). Далее рассмотрим влияние температуры пласта на эффективность проведения ВПП. Известно, что с повышением температуры (до определенного предела) скорость процесса гелеобразования возрастает. При этом прочность образующегося силикатного геля увеличивается. Это положительно сказывается на эффективности проведения операции ВПП. Следовательно, данный параметр должен в уравнении (1) иметь положительный коэффициент. В уравнении (1) этот коэффициент имеет значение 1,82. Далее остановимся на коэффициенте нефтенасыщенности пласта. Согласно математической модели (1), для условий месторождений Поволжского региона имеет место следующая тенденция – при увеличении коэффициента нефтенасыщенности пласта снижается эффективность применения ВПП, так как коэффициент для этого параметра входит в уравнение с отрицательным множителем. Согласно гидродинамическому моделированию, увеличение коэффициента пористости приводит к увеличению получения ДДН в результате проведения ВПП, поэтому следует ожидать, что в модели (1) множитель перед коэффициентом пористости должен быть положительным. Действительно, этот множитель равен 275,973.

Выводы

На примере операций по выравниванию профиля приёмистости на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз" показано применение теории регрессионного анализа для оценки степени влияния геолого-физических характеристик на эффективность мероприятий. Показано, что наибольшее влияние на результат ВПП на группе месторождений ОАО "Самаранефтегаз" оказывают коэффициент неоднородности и проницаемость пласта. Построена математическая модель для предсказания ожидаемой эффективности проведения ВПП на новых участках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: Тенденции и прогнозы [Электронный ресурс]. – М., 2013. – № 9. – 46 с. – URL: vid1.rian.ru/ig/ratings/oil9.pdf (дата обращения: 14.05.2014).
2. Reservoir simulation of non selective of a polymer gel treat-

- ment to improve water injection profiles and sweep efficiency in the Lagomar field Western Venezuela (SPE-92025-MS) / J. Herbas, R. Moreno, T.A. Marin, M.F. Romero, D. Coombe // SPE International petroleum conference. – Puebla, 2004. – 10 p.
3. Ferreira I., Gammiero A., Llamado 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. Келлер Ю.А., Усков А.А. Применение теории нейронных сетей для оценки эффективности применения потокоотклоняющих технологий на одном из месторождений ОАО "Самаранефтегаз" // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: тр. XII Междунар. науч.-техн. конф. 15–17 мая 2013 г. – Томск: Изд-во ТГУ, 2013. – С. 53–55.
5. Гидроимпульс // Технология СПС [Электронный ресурс]. – URL: http://gidroimpuls.com/tehnologiya_sps (дата обращения: 23.08.2013).
6. Абызбаев И.И., Андреев В.Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 167–176.
7. Лаботский В.В. Управление знаниями (технологии, методы и средства представления, извлечения и измерения знаний). – Минск: Соврем. shk., 2006. – 387 с.
8. Халафян А.А. Учебник STATISTICA 6: Статистический анализ данных. – М.: Бином-Пресс, 2007. – 512 с.

LITERATURA

1. Neftegazodobyvayushchaya i neftepererabatyvayushchaya promyshlennost': Tendentsii i prognozy [Elektronnyy resurs]. – M., 2013. – № 9. – 46 s. – URL: vid1.rian.ru/ig/ratings/oil9.pdf (data obrashcheniya: 14.05.2014).
2. Reservoir simulation of non selective of a polymer gel treatment to improve water injection profiles and sweep efficiency in the Lagomar field Western Venezuela (SPE-92025-MS) / J. Herbas, R. Moreno, T.A. Marin, M.F. Romero, D. Coombe // SPE International petroleum conference. – Puebla, 2004. – 10 p.
3. Ferreira I., Gammiero A., Llamado 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. Keller Yu.A., Uskov A.A. Primenenie teorii neyronnykh setey dlya otsenki effektivnosti primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy na odnom iz mestorozhdeniy ОАО "Samaraneftegaz" // Monitoring razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy: razvedka i dobycha: tr. XII mezhdunar. nauch.-tekhn. konf. 15–17 maya 2013 g. – Tomsk: Izd-vo TGU, 2013. – S. 53–55.
5. Gidroimpul's // Tekhnologiya SPS [Elektronnyy resurs]. – URL: http://gidroimpuls.com/tehnologiya_sps (data obrashcheniya: 23.08.2013).
6. Abyzbaev I.I., Andreev V.E. Prognozirovaniye effektivnosti fiziko-khimicheskogo vozdeystviya na plast // Neftegazovoe delo. – 2005. – № 3. – S. 167–176.
7. Labotskiy V.V. Upravleniye znaniyami (tekhnologii, metody i sredstva predstavleniya, izvlecheniya i izmereniya znaniy). – Minsk: Sovrem. shk., 2006. – 387 s.
8. Khalafyan A.A. Uchebnik STATISTICA 6: Statisticheskiy analiz dannykh. – M.: Binom-Press, 2007. – 512 s.