

УДК 622.245 + 622.279.7

Р.Р. Сабитов, к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи; **Е.Д. Швечиков**, студент группы НР-09-3, Тюменский государственный нефтегазовый университет, e-mail: srr@tsogu.ru

Модель принятия решений на основе линейной регрессии для планирования ГРП объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения

Методы статистического многомерного анализа данных нашли широкое практическое применение в области разработки нефтяных и газовых месторождений. В данной статье рассматривается последовательность правильного подбора технологических параметров с учетом конкретных геологических условий на скважине на основе линейной регрессии для планирования ГРП объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения.

Ключевые слова: линейная регрессия, гидравлический разрыв пласта, объект ЮВ₁, Нивагальское месторождение.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к слабодренлируемым, низкопроницаемым и неоднородным коллекторам. Одной из основных задач обеспечения эффективной разработки залежей с учетом текущей структуры запасов является интенсификация добычи. Наиболее эффективным методом повышения продуктивности скважин, вскрывающих

такие пласты, является гидравлический разрыв пласта. В результате проведения ГРП кратно повышается дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет вовлечения в разработку ранее не дренируемых зон и пропластков. Эффективность ГРП определяется влиянием комплекса факторов: геологических, технологических, а также состоянием разработки [1]. Поэтому для успешной разработки

низкопродуктивных и неоднородных объектов необходим научно обоснованный подход к выбору скважин под проведение ГРП, учитывающий все факторы, влияющие на эффективность обработки. При прогнозировании разработки месторождений с применением ГРП необходимо решать задачи технологической эффективности обработки, а также эффективности ГРП для участка или объекта разработки в целом. Успешно решать поставлен-

Таблица 1. Средние значения, стандартные отклонения и коэффициенты вариации параметров, используемых в анализе эффективности проведения ГРП по пластам группы ЮВ

Параметр	Среднее значение	Стандартное отклонение	Вариация, %
Общая толщина, м	27	0,162	0,60
Нефтенасыщенная толщина, м	9,9	0,213	2,15
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,56	0,004	0,71
Проницаемость, мД	11,3	0,208	1,84
Песчанистость, д. ед.	0,46	0,009	2,00
Коэффициент макронеоднородности, ед./м	0,46	0,016	3,44
Альфа ПС, д. ед.	0,72	0,010	1,32
Масса проппанта в пласте, т	15,4	0,727	4,72
Темп закачки, м ³ /мин.	3,37	0,068	2,01
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	415	8,994	2,17
Прирост жидкости, т/сут.	20,9	1,203	5,75
Прирост нефти, т/сут.	9,2	0,642	6,98

Таблица 2. Средние значения параметров по выделенным группам

№ п/п	Параметр	Группа скважин		
		1	2	3
1	Общая толщина, м	27,1	26,5	27
2	Нефтенасыщенная толщина, м	9,2	9,1	9
3	Нефтенасыщенность, д. ед.	0,6	0,56	0,55
4	Проницаемость, мД	6,7	9,8	9,5
5	Песчаность, д. ед.	0,4	0,43	0,41
6	Кэф. макронеоднородности, ед./м	0,47	0,44	0,49
7	Альфа ПС, д. ед.	0,69	0,71	0,7
8	Масса проппанта в пласте, т	14,8	19,6	13,9
9	Темп закачки, м ³ /мин.	3,8	3,3	3,3
10	Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	411	430	409
11	Прирост жидкости, т/сут.	41,6	27,4	13,9
12	Прирост нефти, т/сут.	32,7	13,4	4,5

ные задачи можно только на основе анализа проведенных ГРП в условиях конкретного нефтегазоносного района или объекта.

Для планирования ГРП можно использовать следующую модель, основанную на многомерном статистическом анализе: это метод кластерного анализа, позволяющий разбить весь набор скважин с проведенным ГРП на несколько однородных по статистическим свойствам групп, и метод канонических корреляций (канонический анализ), в котором устанавливаются максимальные корреляционные связи между двумя группами параметров. Поиск наиболее тесных связей между группой геолого-технологических параметров и показателями эффективности ГРП и является целью исследований с применением статистического анализа данных. Далее на основе полученных формул перехода к каноническим переменным можно делать выводы о наиболее значимых параметрах, влияющих на эффективность гидроразрыва пласта [2].

В качестве параметров, характеризующих геологические условия в пластах группы ЮВ, были выбраны следующие: общая и нефтенасыщенная толщины пласта, коэффициент песчаности, проницаемость, параметр «Альфа-ПС», коэффициент макронеоднородности пласта и нефтенасыщенность. Параметры, характеризующие технологию

проведения ГРП, – масса проппанта в пласте, темп закачки и средняя концентрация проппанта. В качестве характеристик эффективности проведения ГРП были выбраны приросты дебитов по жидкости и нефти. Средние значения, стандартные отклонения и коэффициенты вариации этих параметров приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, для большинства параметров характерны небольшие значения стандартного отклонения и коэффициента вариации, что соответствует слабому разбросу данных относительно средних значений. Наибольшие отклонения имеют параме-

тры эффективности: прирост дебитов по жидкости и нефти со значениями коэффициентов вариации 5,75 и 6,98 соответственно.

Таким образом, исследование зависимости эффективности проведения ГРП от геолого-технологических условий может быть проведено как в целом по всей выборке скважин, так и по отдельным группам скважин, выделенным при помощи соответствующих статистических методов.

Для выделения групп скважин, однородных по своим свойствам, использовался метод k-средних. Это один из итерационных методов кластерного

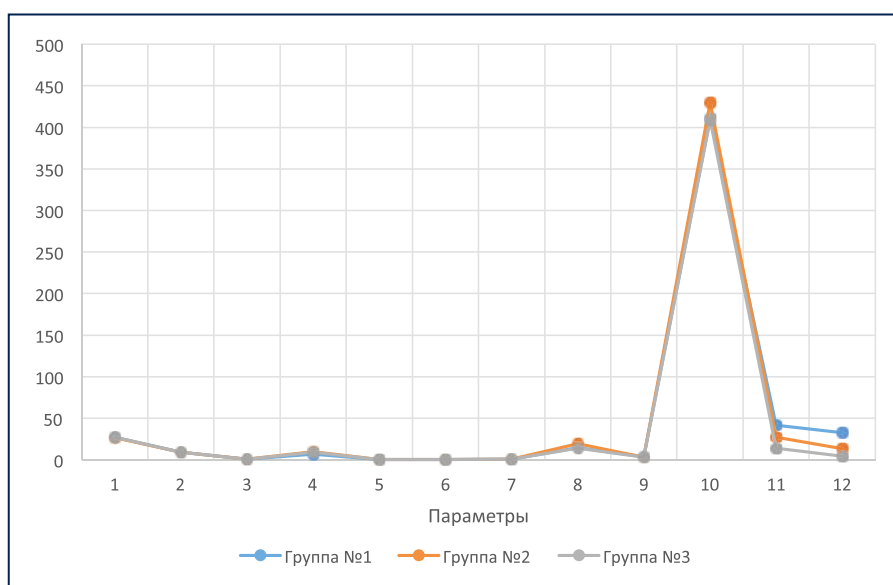


Рис. 1. Нормированные средние значения параметров в группах

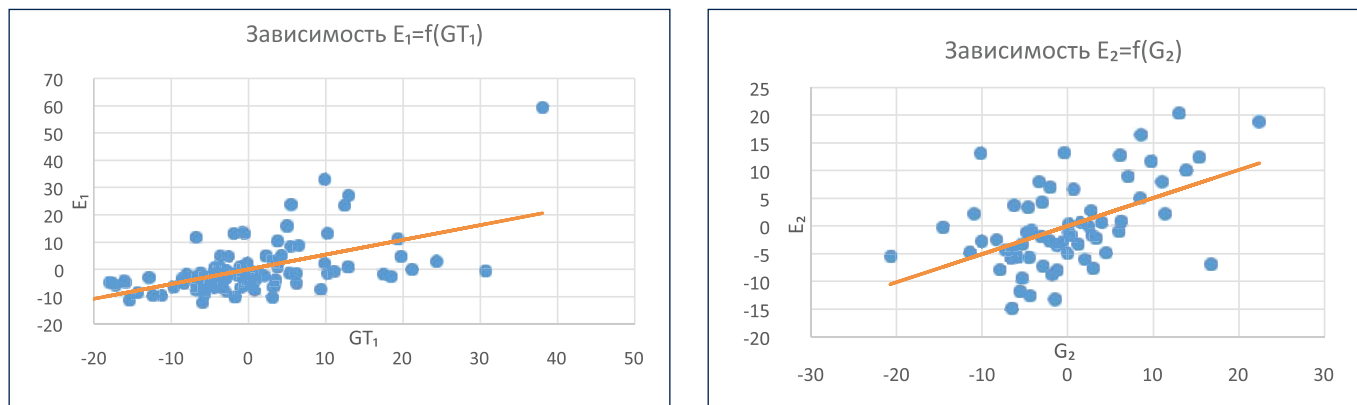


Рис. 2. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных

анализа, в котором все скважины разбиваются на заранее заданное число групп так, что минимизируется дисперсия переменных внутри каждой группы.

Рассмотрим кратко алгоритм метода k-средних. Пусть имеется n объектов (скважин), характеризующихся p признаками X_i , которые необходимо разбить на k групп. Для начала из n точек рассматриваемой совокупности отбираются k точек – первоначальных центров групп. После выбора начальных центров групп выполняется следующая итерационная процедура: из оставшихся $n-k$ объектов извлекаются по очереди объекты и присоединяются к ближайшему к ним по евклидову расстоянию центру. Евклидовы расстояния между объектами i и j вычисляются по формуле:

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{l=1}^p (x_{il} - x_{jl})^2}, i > j, i=1, \dots, n, \quad (1)$$

где x_{il} – значение l -го признака у i -го объекта.

После каждого присоединения координаты центра пересчитываются как среднее между его координатами и координатами вновь присоединенного объекта. В конце итерации все объекты присоединены к какому-либо из цен-

тров и получены новые координаты центров. Процедура повторяется, и если новое разбиение объектов на группы не отличается от предыдущего, то работа алгоритма завершается.

Были выделены три группы скважин. Средние значения параметров в каждой группе приведены в таблице 2, а на рисунке 1 проиллюстрированы относительные различия параметров в зависимости от группы скважин.

Для выявления зависимости эффекта проведения ГРП от геолого-технологических параметров использовался метод канонических корреляций, позволяющий находить максимальные корреляционные связи между двумя группами параметров.

Суть метода заключается в построении двух новых групп параметров GT_i и E_i (канонических переменных), являющихся линейными комбинациями исходных параметров из соответствующей группы.

При этом коэффициенты при исходных параметрах в линейных комбинациях подбираются так, чтобы корреляция в каждой паре канонических переменных была максимальной.

Рассмотрим результаты канонического корреляционного анализа эффективно-

сти проведения ГРП на пластах группы ЮВ. Изначально были выбраны следующие параметры [3]:

- множество геологических параметров G : нефтенасыщенность S_H , общая толщина пласта $h_{общ}$, нефтенасыщенная толщина пласта h_{HH} , проницаемость k , песчаность p , макронеоднородность K_M , параметр «Альфа-ПС» α_{nc} ;
- множество технологических параметров T : масса проппанта в пласте m , средняя концентрация проппанта в пласте M , темп закачки Q ;
- множество параметров, характеризующих эффективность ГРП, E : прирост дебита жидкости $\Delta Q_{ж}$ и прирост дебита нефти ΔQ_H .

Значения канонических корреляций и формулы перехода к каноническим переменным приведены в таблице 3. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных приведены на рисунке 2. Отметим, что из полученных результатов приведена только 3-я группа скважин (102 шт.), т.к. это множество имеет статистически значимую корреляцию по 95,0 уровню достоверности (значение P -value = 0,0026 < 0,05).

Таким образом, основное влияние на эффективность ГРП оказывают

Таблица 3. Результаты канонического анализа по геолого-технологическим параметрам и показателям эффективности ГРП на пластах группы ЮВ

Каноническая корреляция	Формула перехода к каноническим переменным	Уравнение линейной регрессии
Вариант № 1		
0,54	$GT_1 = 0,9m + 0,5\alpha - 0,39k + 0,37K_M + 0,36p + 0,3S_H - 0,26Q - 0,16h_{общ} + 0,05h_{HH} + 0,03M$ $E_1 = 1,01\Delta Q_{ж} + 0,07\Delta Q_H$	$E_1 = 0,54 GT_1$
Вариант № 2		
0,31	$GT_2 = -0,1m + 0,5\alpha - 0,7k - 0,49K_M + 0,2p - 0,3S_H - 0,4Q - 0,3h_{общ} + 0,4h_{HH} - 0,2M$ $E_2 = -0,07\Delta Q_{ж} + -1,01\Delta Q_H$	$E_2 = 0,31 GT_2$



следующие параметры (в порядке ослабления влияния): масса проппанта, параметр «Альфа-ПС», проницаемость, коэффициент макронеоднородности, песчанность, нефтенасыщенность, темп закачки, общая толщина пласта, нефтенасыщенная толщина пласта и средняя концентрация проппанта.

ВЫВОДЫ

1. С помощью описанной модели принятия решений проведения ГРП получены результаты, позволяющие правильно подбирать наиболее значимые параметры, которые оказывают наибольшее влияние на эффективность гидроразрыва пласта.
2. В связи с полученными достоверными результатами только по 3-й группе скважин необходимо провести повторный кластерный анализ либо расширить данные групп скважин 1 и 2 результатами проведения ГРП с условиями, удовлетворяющими параметрам этих групп.

Литература:

1. Сабитов Р.Р., Коротенко В.А. Прогнозирование показателей эффективности повторного гидравлического разрыва пласта применением элементов теории распознавания образов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2011. – № 12. – С. 62–65.
2. Сошникова Л.А., Тамашевич В.Н., Уебе Г., Шефер М. Многомерный статистический анализ в экономике. – М.: Юнити, 1999.
3. ТЭО КИН Нивагальского месторождения на 01.01.2009 г.

UDC 622.245 + 622.279.7

R.R. Sabitov, Cand.Sc. (Engineering), Assistant Professor of the Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, Institute of Geology and Oil and Gas Extraction; **Ye.D. Shvechikov**, tutee HP-09-3, Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: srr@tsogu.ru

Decision-making model based on linear regression for planning of hydraulic fracturing treatment of UJ1 formation of Nivagalskoye field

Methods of statistical multidimensional analysis became widely used in the area of development of oil and gas fields. This article addresses sequence of proper selection of process parameters considering specific geological conditions at the well based on linear regression for planning of hydraulic fracturing treatment of UJ1 formation of Nivagalskoye field.

Keywords: linear regression, hydraulic fracturing treatment, UJ1 formation, Nivagalskoye field.

References:

1. Sabitov R.R., Korotenko V.A. Prognozirovaniye pokazatelei effektivnosti povtornogo gidravlicheskogo razryva plasta primeneniem elementov teorii raspoznavaniya obrazov (Forecast of performance indicators of repeated hydraulic fracturing treatment using elements of image discrimination theory) // NEFTEGAS Territory. – 2011. – No. 12. – P. 62–65.
2. Soshnikova L.A., Tamashевич V.N., Webe G., Schaefer M. Mnogomernyi statisticheskiy analiz v ekonomike (Multidimensional statistical analysis in economics). – Moscow: Unity, 1999.
3. Feasibility study of oil recovery factor of Nivagalskoye field as of 01.01.2009.

- фонтанная арматура
- блоки
обвязки скважин
- комплекты
подземного
оборудования
- станции управления
- противовыбросовое
оборудование
- сертификация API и ISO

на правах рекламы

394055, г. Воронеж,
ул. Ворошилова, 22,
тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73,
e-mail: 348168@rambler.ru,
www.vmezvrn.ru