

УДК 622.276.66

МОДЕЛЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ЛИНЕЙНОЙ РЕГРЕССИИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОВТОРНОГО ГРП ОБЪЕКТА ЮВ₁ НИВАГАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сабитов Разиль Разимович,

канд. техн. наук, доцент каф. разработки нефтегазовых месторождений
Тюменского государственного нефтегазового университета,
Россия, 625027, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38. E-mail: srr@tsogu.ru

Швечиков Евгений Дмитриевич,

студент каф. разработки нефтегазовых месторождений Тюменского
государственного нефтегазового университета, Россия, 625027, г. Тюмень,
ул. 50 лет Октября, 38. E-mail: seversideboy@gmail.com

Для нефтегазодобывающего комплекса России в настоящее время актуальны проблемы увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. На месторождениях Западной Сибири удельный вес залежей, приуроченных к низкопроницаемым и расчлененным коллекторам, составляет около 60 %. С целью вовлечения в разработку недренируемых запасов нефти применяется гидравлический разрыв продуктивного пласта (ГРП). По экспертным оценкам около трети запасов углеводородов можно извлечь только с использованием этой технологии. Так, например, на объекте ЮВ₁ Урьевского месторождения дополнительная добыча нефти за счет ГРП составляет 80,9 % от текущих накопленных отборов нефти. Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить дебит скважин в 2–3 раза и более. Также известно, что за период эксплуатации скважин после проведения ГРП значительно снижается проводимость трещин вследствие выноса проппанта и ее постепенного смыкания. Производительности этих скважин восстанавливают путем повторных ГРП. Актуальность работы связана с восстановлением производительности скважин путем проведения повторного ГРП.

Цель работы: рассмотреть последовательность действий, необходимых для правильного подбора технологических параметров с учетом конкретных геологических условий скважины на основе линейной регрессии для планирования повторного ГРП объекта ЮВ₁ Нивагальского месторождения, а также получение прогноза показателей эффективности ГРП.

Методы исследования: кластерный анализ и метод канонических корреляций с использованием программных пакетов *Statgraphics Centurion XV*.

Результаты. Получены формулы перехода к каноническим переменным, по которым определяется зависимость показателей эффективности ГРП от геолого-технологических условий, а также проведен расчет показателей эффективности на конкретных геолого-технологических данных. С помощью описанной модели принятия решений проведения ГРП можно правильно подбирать наиболее значимые технологические параметры, оказывающие наибольшее влияние на эффективность гидроразрыва пласта.

Ключевые слова:

Многомерный статистический анализ, линейная регрессия, метод кластерного анализа, метод канонических корреляций, повторный гидравлический разрыв пласта, объект ЮВ₁, Нивагальское месторождение.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири активно вовлекаются в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к слабодренируемым, 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 гидравлического разрыва пласта (ГРП) кратно повышается дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет вовлечения в разработку ранее недренируемых зон и пропластков. Эффективность ГРП определяется влиянием комплекса факторов: геологических, технологических, а также состоянием разработки. 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. За период эксплуатации скважин после проведения первого ГРП значительно снижается проводимость трещин вследствие выноса проппанта и постепенного смыкания трещины. Скважины с проблемами такого рода обладают наибольшим потенциалом для восстановления своей производительности путём повторного ГРП. Исследования и практика применения повторного ГРП показывают, что эффект от проведения повторного гидроразрыва неодинаково проявляется в работе отдельных скважин [1], поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины после ГРП, но и влияние геолого-физических особенностей выбранного объекта. 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 поставленные задачи возможно только на основе анализа проведенных ГРП в условиях конкретного нефтегазоносного района или объекта [2–4].

Для планирования повторного 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. Далее на основе полученных формул перехода к каноническим переменным можно делать выводы о наиболее значимых параметрах, влияющих на эффективность гидроразрыва пласта [5].

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

Table 1. Average values, standard deviations and variation factor of the parameters used in the analysis of refracturing efficiency by the YuV group reservoirs

Параметр Parameter	Средн. значение Average value	Станд. откл. Standard deviation	Вариация, % Variation, %
Общая толщина, м Gross pay, m	25,5	3,970	15,57
Нефтенасыщенная толщина, м Net oil pay, m	9,3	3,054	32,84
Нефтенасыщенность, д.ед. Oil saturation, unit fraction	0,59	0,071	12,05
Проницаемость, мД Permeability, mD	6,6	6,107	92,54
Песчаность, д.ед. Sandiness, unit fraction	0,42	0,139	33,09
Кэф. макронеоднородности, ед./м Macroinhomogeneity ratio, unit/m	0,43	0,205	47,78
Альфа ПС, д.ед. Alpha-PS, unit fraction	0,71	0,126	17,76
Масса проппанта в пласте, т Proppant weight in a reservoir, t	27,1	13,901	51,30
Темп закачки, м ³ /мин Injection rate, m ³ /min	3,08	0,813	26,41
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³ Average concentration of proppant, kg/m ³	507	96,073	18,95
Прирост жидкости, т/сут Liquid gain, t/day	17,3	12,667	73,22
Прирост нефти, т/сут Oil gain, t/day	10,6	8,935	84,29

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 проведе-

ния ГРП были выбраны приросты дебитов по жидкости и нефти. Средние значения, стандартные отклонения и коэффициенты вариации этих параметров приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, для большинства параметров характерны большие значения стандартного отклонения и коэффициента вариации, что соответствует сильному разбросу данных относительно средних значений. Кроме того, фактические плотности распределения параметров далеки от стандартного и в ряде случаев имеют несколько максимумов. Это свидетельствует о возможности объединения скважин в группы, в некоторой степени однородные по своим свойствам [6–8].

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 [9–14].

Для выделения групп скважин, однородных по своим свойствам, использовался метод *k*-средних [15]. Это один из итерационных методов кластерного 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 от центра. Евклидовы расстояния между объектами *i* и *j* вычисляются по формуле:

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

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 центров, и получают 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 табл. 2, а на рис. 1 проиллюстрированы относительные различия параметров в зависимости от группы скважин.

Для выявления зависимости эффекта проведения ГРП от геолого-технологических параметров использовался метод канонических корреляций, который позволяет находить максимальные кор-

реляционные 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.

Таблица 2. Средние значения параметров по выделенным группам

Table 2. Average values of parameters by the selected groups

Параметр Parameter	Группа скважин Group of wells		
	1	2	3
Общая толщина, м/Gross pay, m	21,2	27,4	26,6
Нефтенасыщенная толщина, м/Net oil pay, m	9,6	11,5	7,2
Нефтенасыщенность, д.ед. Oil saturation, unit fraction	0,64	0,6	0,55
Проницаемость, мД/Permeability, mD	3	12,2	4,3
Песчанистость, д.ед./Sandiness, unit fraction	0,49	0,5	0,31
Коэф. макронеоднородности, ед./м Macroinhomogeneity ratio, unit/m	0,32	0,38	0,54
Альфа ПС, д.ед./Alpha-PS, unit fraction	0,79	0,77	0,62
Масса проппанта в пласте, т Proppant weight in a reservoir, t	41,6	18,4	24,7
Темп закачки, м³/мин/Injection rate, m³/min	3	3,6	2,8
Средняя концентрация проппанта, кг/м³ Average concentration of proppant, kg/m³	601	487	463
Прирост жидкости, т/сут/Liquid gain, t/day	16,4	25,2	11,3
Прирост нефти, т/сут/Oil gain, t/day	11,2	14,1	7,2

При этом коэффициенты при исходных параметрах в линейных комбинациях подбираются так,

чтобы корреляция в каждой паре канонических переменных была максимальной.

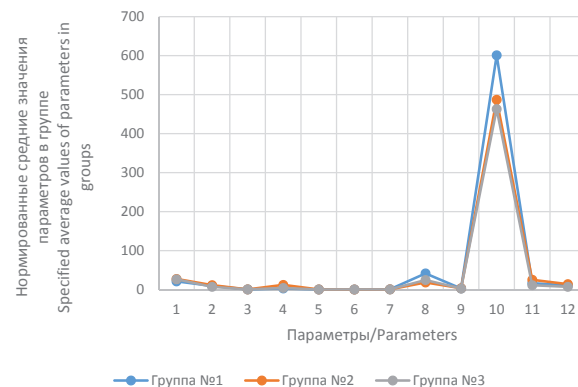


Рис. 1. Нормированные средние значения параметров в группах

Fig. 1. Specified average values of parameters in groups

Рассмотрим результаты канонического корреляционного анализа эффективности проведения ГРП на пластах группы ЮВ. Изначально были выбраны следующие параметры:

- множество геологических параметров **G**: нефтенасыщенность S_n , общая толщина пласта $h_{общ}$, нефтенасыщенная толщина пласта $h_{нн}$, проницаемость k , песчанистость p , макронеоднородность K_m , параметр «Альфа-ПС» $\alpha_{ПС}$;
- множество технологических параметров **T**: масса проппанта в пласте m , средняя концентрация проппанта в пласте M , темп закачки Q ;
- множество параметров, характеризующих эф-

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

Table 3. Results of canonical analysis by geological and technological parameters and efficiency factors of re-fracturing on the YuV group reservoirs

№ пары канонической переменной Canonic variable pair	Каноническая корреляция Canonical correlation	Формула перехода к каноническим переменным Formula of conversion to canonic variables	Уравнение линейной регрессии Equation of linear regression
Группа № 1/Group no. 1			
1	0,91	$GT_1 = -0,98\alpha + 0,75k - 0,53M - 0,44m - 0,33h_{общ} - 0,27S_n - 0,22p - 0,09Q + 0,04K_m + 0,04h_{нн}$ $E_1 = -1,36\Delta Q_H + 1,13\Delta Q_X$	$E_1 = 0,91GT_1$
2	0,62	$GT_2 = 0,25\alpha - 0,32k - 0,08M + 0,54m - 0,16h_{общ} + 0,77S_n + 1,35p - 0,03Q - 0,18K_m - 1,25h_{нн}$ $E_2 = 0,25\Delta Q_H + 0,81\Delta Q_X$	$E_2 = 0,62GT_2$
Группа № 2/Group no. 2			
1	0,75	$GT_1 = 0,85m + 0,81k - 0,72\alpha - 0,61M - 0,54p + 0,36S_n - 0,33K_m + 0,33Q + 0,24h_{нн} + 0,03h_{общ}$ $E_1 = 1,24\Delta Q_X - 0,43\Delta Q_H$	$E_1 = 0,75GT_1$
2	0,71	$GT_2 = 0,4m + 0,22k - 0,12\alpha + 0,03M - 0,71p - 0,45S_n + 0,11K_m - 0,18Q - 0,21h_{нн} + 0,08h_{общ}$ $E_2 = 0,56\Delta Q_X - 1,29\Delta Q_H$	$E_2 = 0,71GT_2$
Группа № 3/Group no. 3			
1	0,69	$GT_1 = -1,01\alpha - 0,75M + 0,73m + 0,7S_n + 0,5k + 0,5p + 0,16K_m - 0,15h_{нн} - 0,11h_{общ} - 0,03Q$ $E_1 = 1,14\Delta Q_X - 0,27\Delta Q_H$	$E_1 = 0,69GT_1$
2	0,58	$GT_2 = 0,31\alpha - 0,5M + 0,36m - 0,73S_n + 0,56k - 0,5p + 0,13K_m + 0,14h_{нн} - 0,03h_{общ} + 0,54Q$ $E_2 = 0,55\Delta Q_X - 1,24\Delta Q_H$	$E_2 = 0,58GT_2$

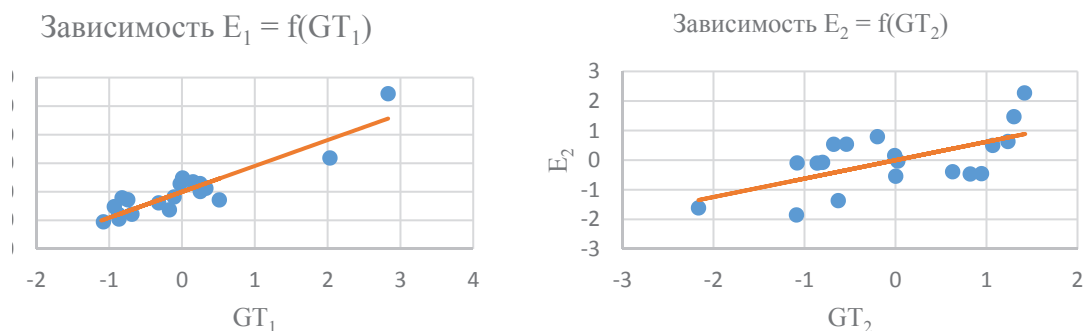


Рис. 2. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных группы № 1

Fig. 2. Plots of linear regression for pairs of canonic variables of group no. 1

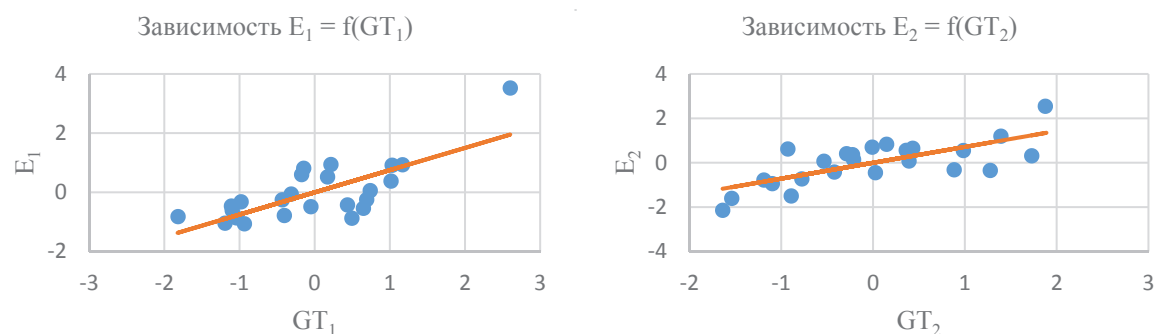


Рис. 3. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных группы № 2

Fig. 3. Plots of linear regression for pairs of canonic variables of group no. 2

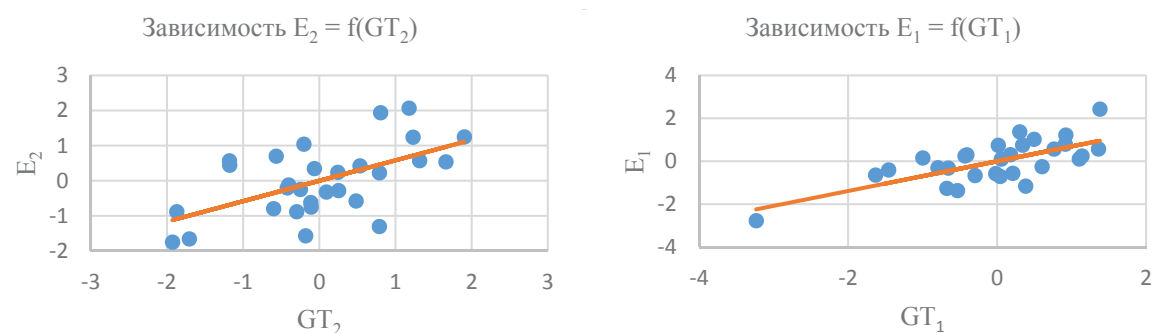


Рис. 4. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных группы № 3

Fig. 4. Plots of linear regression for pairs of canonic variables of group no. 3

фективность ГРП, E : прирост дебита жидкости $\Delta Q_{ж}$ и прирост дебита нефти $\Delta Q_{н}$.
 Значения канонических корреляций и формулы перехода к каноническим переменным приведены в табл. 3. Графики линейной регрессии для пар канонических переменных приведены на рис. 2–4. Отметим, что в полученных группах скважин множества не имеет статистически значимую корреляцию на 95,0 % уровне достоверности (значения P-value в каждой из групп больше 0,05).

Таким образом, основное влияние на эффективность ГРП первой группы скважин оказывают следующие параметры (в порядке ослабления влияния): параметр «Альфа-ПС», проницаемость, средняя концентрация пропанта, масса пропанта, общая толщина пласта, нефтенасыщенность, пе-

счанистость, темп закачки, коэф. макронеоднородности и нефтенасыщенная толщина пласта.

Основное влияние на эффективность ГРП второй группы скважин оказывают следующие параметры (также в порядке ослабления влияния): масса пропанта, проницаемость, параметр «Альфа-ПС», средняя концентрация пропанта, песчанность, нефтенасыщенность, коэф. макронеоднородности, темп закачки, нефтенасыщенная толщина пласта и общая толщина пласта.

Параметры, оказывающие влияние (в порядке ослабления) на эффективность ГРП, третьей группы скважин: параметр «Альфа-ПС», средняя концентрация пропанта, масса пропанта, нефтенасыщенность, проницаемость, песчанность, коэф. макронеоднородности, нефтенасыщенная

толщина пласта, общая толщина пласта и темп закачки.

Далее выполняется линейный прогноз выбранных исходных параметров, характеризующих эффективность проведения ГРП [16–18]. Для этого необходимо задать все исходные геологические и технологические параметры, найти стандартизованные значения, вычитая их среднее значение и деля полученную разность на стандартное отклонение, подсчитать по формулам из табл. 3 значения GT_1 и GT_2 , по уравнениям линейной регрессии найти E_1 и E_2 и, решив систему линейных уравнений, найти стандартизованные прогнозные значения параметров $\Delta Q_{ж}$ и $\Delta Q_{н}$. Прогнозные значения находятся умножением стандартизованного про-

гнозного значения на стандартное отклонение и прибавлением соответствующего среднего значения [19, 20].

В качестве примера рассмотрим следующий набор исходных геологических параметров: общая толщина – 22,9 м, коэф. макронеоднородности – 0,29, песчанность – 0,6, проницаемость – 6,4 мД, нефтенасыщенность – 0,55, нефтенасыщенная толщина – 9,5 м, параметр «Альфа-ПС» – 0,65, и технологических параметров: масса пропанта в пласте – 32,8 т, темп закачки – 2,66 м³/мин, средняя концентрация пропанта – 600 кг/м³. После проведения расчета по вышеописанной методике получим прогнозные значения $\Delta Q_{ж}=19,3$ т/сут, $\Delta Q_{н}=0,97$ т/сут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сабитов Р.Р. К вопросу выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидравлического разрыва пласта // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. – Томск: ТПУ, 2010. – С. 103–105.
2. Сабитов Р.Р., Коротенко В.А. Применение теории распознавания образов в нефтегазопромысловой практике // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 154–161.
3. Сабитов Р.Р., Коротенко В.А. Определение параметров и критериев эффективности повторного ГРП на скважинах Нивагальского месторождения // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – Вып. 4. – С. 373–380.
4. Сабитов Р.Р., Коротенко В.А. Прогнозирование показателей эффективности повторного гидравлического разрыва пласта применением элементов теории распознавания образов // Территория нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
5. Гидро разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В.И. Некрасов, А.В. Глебов, Р.Г. Ширгазин, В.В. Вахрушев. – Лангепас: Тюмень: ГУП «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ», 2001. – 240 с.
6. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 516 с.
7. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 571 с.
8. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 640 с.
9. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
10. Ахметов А.Т., Поздняков А.А. Лабораторное и математическое моделирование гидро разрыва пласта // Изв. Вузов: «Нефть и газ». – 2009. – № 2. – С. 43–49.
11. Гидро разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы решения / В.В. Вахрушев и др. – Лангепас-Тюмень: 2011. – 240 с.
12. Вязовая М.А. Методика анализа и оценки результатов гидро разрыва пласта на Ермаковском месторождении // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень: СибНИИИП, 1997. – 362 с.
13. Гузев В.В., Поздняков А.А. Комплексный подход к анализу эффективности ГРП на месторождениях Западной Сибири. – Казань: Экоцентр, 2000. – 384 с.
14. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидро разрыва пласта. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 212 с.
15. Многомерный статистический анализ в экономике / Л.А. Сошникова, В.Н. Тамашевич, Г. Уебе, М. Шефер. – М.: Юнити, 1999. – 598 с.
16. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидро разрыва добывающих и нагнетательных скважин при различных системах заводнения пласта // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С. 34–37.
17. Лысенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 13–19.
18. Малышев А.Г. Анализ влияния технологических факторов и механических свойств горных пород на эффективность гидро разрыва / Г.А. Малышев, В.П. Сонич, В.Ф. Седач, В.Н. Журба // Нефтяное хозяйство. 2002. – № 9. – С. 224–238.
19. Nolte K.J. Fracturing-pressure analysis for nonideal behavior // JPT. – February 1991. – V. 22. – № 2. – P. 210–218.
20. Nordgren R.P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture // SPE Journal. – 1972. – V. 23. – № 4. – P. 306–314.

Поступила 20.03.2014 г.

UDC 622.276.66

DECISION-MAKING MODEL BASED ON LINEAR REGRESSION FOR PLANNING A RE-FRACTURING AT THE UV₁ FORMATION OF NIVAGALSKOE OILFIELD

Razil R. Sabitov,

Cand. Sc., Tyumen State Oil and Gas University, 38, 50 Let Okrtyabrya Street, Tyumen, 625027, Russia. E-mail: srr@tsogu.ru

Evgeny Dmitrievich Shvechikov,

student of the development and exploitation of oil and gas fields, Tyumen State Oil and Gas University, 38, 50 Let Okrtyabrya Street, Tyumen, 625027, Russia. E-mail: seversideboy@gmail.com

The problems of enhancing oil recovery and involvement into development of hard-to-recover oil reserves are topical for Russian oil and gas complex nowadays. The share of the deposits, considered as low permeability and stratified reservoirs is about 60 % at the fields of Western Siberia. Thus, to involve the non-drainable reserves to the development the hydraulic fracturing of the productive formation (HF) is applied. According to the expert estimates, about one-third of hydrocarbon reserves can only be extracted with the use of this technology. For example, the object UV₁ of Urevskoe deposit has an additional oil production due to the hydraulic fracturing and its share is 80,9 % of the current accumulated oil withdrawals. The highly conductive cracks of the fracturing technology give an opportunity to increase the recovery rate in 2–3 times and more. It is also known that during well operation after hydraulic fracturing the conductivity of the cracks is significantly reduced due to proppant backflow and its gradual closure. The capacity of these wells is recovered by re-fracturing. The relevance of the work is associated with the well productivity rehabilitation by re-fracturing.

The main aim of the research is to examine the sequence of actions required for the proper selection of the process parameters with regard to the specific geological conditions of a well based on linear regression for planning re-fracturing of the object UV₁ of Nivagalskoe field, as well as to forecast the indicators of the hydraulic fracturing effectiveness.

Research methods: cluster analysis and the method of canonical correlations using Statgraphics Centurion XV software package.

Results. The authors have obtained the transformation formula to the canonical variables, which are used to determine the dependence of the indicators of the hydraulic fracturing effectiveness on the geological and technological conditions. The effectiveness parameters were estimated as well by the specific geological data. Using the described decision-making model of the hydraulic fracturing it is possible to select the most important technological parameters that have the greatest impact on the formation hydraulic fracturing effectiveness.

Key words:

Multivariate statistical analysis, linear regression, cluster analysis method, method of canonical correlations, re-fracturing, YuV₁ formation, Nivagalskoe oilfield.

REFERENCES

- Sabitov R.R. K voprosu vybora skvazhin-kandidatov dlya provedeniya povtornogo gidravlicheskogo razryva plasta [On the issue of selection of wells for re-fracturing]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr* [Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University, 2010. pp. 103–105.
- Sabitov R.R., Korotenko V.A. Primenenie teorii raspoznavaniya obrazov v neftegazopromyslovyoy praktike [Application of the theory of pattern recognition in petroleum field practice]. *Oil and Gas Business*, 2011, no. 5, pp. 154–161.
- Sabitov R.R., Korotenko V.A. Opredelenie parametrov i kriteriev povtornogo GRP na skvazhinakh Nivagalskogo mestorozhdeniya [Defining the parameters and criteria for the effectiveness of repeated fracturing on wells of Nivagalsky deposit]. *Novye tekhnologii dlya TEK Zapadnoy Sibiri* [New Technologies for Energy of Western Siberia]. Tyumen, TSOGU Press, 2010. Iss. 4, pp. 373–380.
- Sabitov R.R., Korotenko V.A. Prognozirovaniye pokazatelya effektivnosti povtornogo gidravlicheskogo razryva plasta primeneniem elementov teorii raspoznavaniya obrazov [Prediction of re-fracturing performance using the elements of the pattern recognition theory]. *The territory of oil and gas*, 2011, no. 12, pp. 18–21.
- Nekrasov V., Glebov A.V., Shirgazin R.G., Vakhrushev V.V. *Gidrorazryv plasta: vnedrenie i rezultaty, problem i resheniya* [Fracturing: implementation and results, problems and solutions]. Langeepas; Tyumen, State Unitary Enterprise «Information and Publishing Center STI RB», 2001. 240 p.
- Lysenko V.D. *Innovatsionnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Innovative development of oil fields]. Moscow, Nedra-Biznesstsent Publ., 2010. 516 p.
- Lysenko V.D., Grayfer V.I. *Ratsionalnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Rational development of oil fields]. Moscow, Nedra-Biznesstsent Publ., 2011. 571 p.
- Lysenko V.D. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. Proektirovaniye i analiz* [Development of oil fields. Design and analysis]. Moscow Nedra-Biznesstsent Publ., 2003. 640 p.
- Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovaniye plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1982. 407 p.
- Akhmetov A.T., Pozdnyakov A.A. *Laboratornoye i matematicheskoe modelirovaniye gidrorazryva plasta* [Laboratory and mathematical modeling of fracturing]. *Math. Universities. Oil and Gas*, 2009, no. 2, pp. 43–49.
- Vakhrushev V.V. *Gidrorazryv plasta: vnedrenie i rezultaty, problemy resheniya* [Analysis of fracturing application in the fields of CCI «Langeepasneftegas»]. Tyumen, SibNIINP Press, 2011. 240 p.
- Vyazovaya M.A. Metodika analiza i otsenki rezultatov gidrorazryva plasta na Ermakovskom mestorozhdenii [Methods of analysis and evaluation of hydraulic fracturing on Ermakovsky deposit]. *Osnovnyye napravleniya nauchno-issledovatel'skikh rabot v neftyanoy promyshlennosti Zapadnoy Sibiri* [The key directions of research works in oil industry of Western Siberia]. Tyumen, SibNIINP Press, 2011. 362 p.
- Guzeev V.V., Pozdnyakov A.A. *Kompleksnyy podkhod k analizu effektivnosti GRP na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* [Integrated approach to analyzing the effectiveness of hydraulic fracturing in Western Siberia]. Kazan, Ecotsenter Press, 2009. 384 p.
- Konevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovaniye razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza s primeneniem gidrorazryva plasta* [Mathematical modeling of oil and gas fields development applying hydraulic fracturing]. Moscow, Nedra-business centers, 2006. 212 p.
- Soshnikov L.A., Tamashevich V.N., Uebe G., Schaefer M. *Mnogomernyy statisticheskiy analiz v ekonomike* [Multivariate statistical analysis in economics]. Moscow, Unity Publ., 1999. 598 p.
- Konevskaya R.D., Kats R.M. Otsenka effektivnosti gidrorazryva dobyvayushchikh i nagnetatelnykh skvazhin pri razlichnykh sistemakh zavodneniya plasta [Evaluating the effectiveness of fracturing]. *Oil industry*, 1999, no. 6, pp. 34–37.
- Lysenko V.D. Opredelenie effektivnosti gidravlicheskogo razryva neftyanogo plasta [Determining the effectiveness of hydraulic fracturing of oil reservoir]. *Oil industry*, 2009, no. 11, pp. 13–19.
- Malyshev A.G., Malyshev G.A. Analiz vliyaniya tekhnologicheskikh faktorov i mekhanicheskikh svoystv gornykh porod na effektivnost gidrorazryva [Analysis of the impact of technological factors and mechanical properties of rocks on fracturing effectiveness]. *Oil industry*, 2002, no. 9, pp. 224–238.
- Nolte K.J. Fracturing-pressure analysis for nonideal behavior. *JPT*, February 1991, no. 2, pp. 210–218.
- Nordgren R.P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *SPE Journal*, 1972, no. 4, 253, pp. 306–314.

Received: 20 March 2014.