

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4

УДК 622.276.63

© Галкин В.И., Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А., 2014

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА КЕРНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

При эксплуатации добывающих скважин происходит постепенное ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП), увеличение скин-фактора. Засорение ПЗП вызвано в основном формированием асфальтено-смолопарафиновых отложений и коагуляцией поровых каналов частицами горной породы при движении жидкости к забю. Для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости ПЗП и снижения скин-фактора применяются различные методы интенсификации добычи нефти. Наиболее массовое распространение получили обработки скважин различными кислотными композициями. Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов преимущественно используются кислотные составы на основе соляной кислоты. Существуют оптимальные параметры, позволяющие провести кислотную обработку с максимальной эффективностью. Одним из таких параметров является скорость закачки кислотного состава в ПЗП. При оптимальной скорости закачки для создания высокопроводящего канала требуется минимальное количество кислотного состава.

Исследуется вопрос о влиянии характеристик образцов керна и условий проведения лабораторных тестов на проницаемость образца после воздействия кислотного состава. Результаты экспериментальных лабораторных исследований по воздействию кислотных составов на керны карбонатных продуктивных отложений месторождений Пермского края проанализированы с помощью пошагового регрессионного анализа. Выявлен ряд параметров, влияющих на эффективность применения кислотных составов. Подтверждено, что сделанный в предыдущей работе вывод о наличии критического (оптимального) значения скорости имеет значимое статистическое обоснование.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, призабойная зона, кислотный состав, образец керна, регрессионный анализ, оптимальные параметры, скорость закачки, объем пор.

ASSESSMENT OF EFFICIENCY OF CORE SAMPLE ACIDIZING BY MEANS OF REGRESSION ANALYSIS

V.I. Galkin, G.P. Hizhniak, A.M. Amirov, E.A. Gladkikh

Perm National Research Polytechnic University,
Perm, Russian Federation

Development of the producing wells leads to gradual degradation of reservoir properties of the bottom-hole area and skin factor increase. Choking the bottom-hole area is mainly caused by formation of asphaltene-resin-paraffin deposits and clogging of pore channels by rock particles when a fluid moves towards the borehole bottom. Different stimulation techniques are implemented in order to improve pressure communication between the reservoir and the well, recover bottom-hole area permeability and reduce the skin factor. Oil well acidizing is the most common treatment. To stimulate oil extraction from carbonate reservoirs hydrochloric acid-based compounds are widely applied. There exist the optimum parameters that allow performing oil well acidizing with ultimate efficiency. A rate of acid compound injection into the bottom-hole area is one of such parameters. The optimum injection rate to produce a high-conductivity channel requires a minimum amount of acid compound.

The paper explores the effects of core sample characteristics and laboratory test conditions on the sample permeability following acidizing. The results of laboratory tests of the effects of acid compounds on the samples of carbonate productive sediments located at Perm krai deposits have been analyzed with a step-by-step regression analysis. A number of parameters affecting the acidizing efficiency have been determined. It is proved that the conclusion about the critical (optimum) rate, formulated in our previous paper, has a significant statistical justification.

Keywords: carbonate reservoir, bottom-hole area, acid compound, core sample, regression analysis, optimum parameters, injection rate, pore volume.

Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов преимущественно используются различные кислотные составы (КС) на основе соляной кислоты (НСI)¹ [1–5]. При этом успешность проведения кислотных обработок на многих месторождениях не превышает 30 % [6]. Одним из параметров, позволяющих провести кислотную обработку с максимальной эффективностью, является скорость закачки кислотного состава в призабойную зону пласта. По экспериментальным результатам В. Vazin [7], полученным на карбонатных кернах Lavoix, минимальный расход КС, как отношение объема КС к поровому объему керна, для получения сквозного канала кислотного растворения в кернах соответствует определенному темпу его нагнетания. По данным зарубежных исследований [8–11], считается, что низкий темп нагнетания КС соответствует компактному растворению ПЗП, средний – началу формирования каналов, а высокий – их прогрессирующему растворению.

Ранее в работе [12] для кернов продуктивных отложений месторождений Пермского края получена оценка оптимальной скорости закачки. Под оптимальной скоростью понимается ее значение, при котором для создания высокопроводящего канала требуется минимальное количество кислотного состава. Экспериментальные исследования проводились для шести кислотных составов на основе соляной кислоты:

№ 1. 12%-ный водный раствор НСI с лимонной кислотой и ОП-10.

Три состава производства ООО НПП «Импульс», г. Уфа:

№ 2. 12%-ный водный раствор соляной кислоты (НСI) с замедлителем соляной кислоты ЗСК-1 концентрацией 9 %;

№ 3. 12%-ный водный раствор соляной кислоты (НСI) с замедлителем соляной кислоты ЗСК-1 концентрацией 15 %;

№ 4. Многофункциональный кислотный состав (МКС).

№ 5. ДН-9010 производства ООО НПП «ДЕВОН», г. Казань.

№ 6. «Флаксокор 210 марка О» производства ЗАО «ПОЛИЭКС», г. Пермь.

В данной работе исследуется вопрос о влиянии характеристик образцов керна и условий проведения лабораторных тестов на проницаемость образца после воздействия кислотного состава. Для этого по данным 42 тестов [12] вычислим значения коэффициентов корреляции (r) в нескольких вариантах. Примеры использования значений r для решения различных аналогичных задач приведены в работах [13, 14]. Рассмотрим эти варианты.

Первый вариант – изучение r по всем данным. Результаты расчетов приведены в матрице ниже.

В матрице использованы следующие обозначения: $K_{пр.г}$ – абсолютная газопроницаемость сухого образца керна, 10^{-3} мкм²; $K_{о.в}$ – остаточная водонасыщенность, %; $K_{н1}$ – проницаемость образца до воздействия кислотного состава, 10^{-3} мкм²; $K_{н2}$ – проницаемость образца после воздействия кислотного состава, 10^{-3} мкм²; v – скорость закачки кислотного состава, м/с; $V_{к.с.п}$ – количество кислотного состава в объемах пор, необходимое для «прорыва», т.е. создания высокопроводящего канала, ед.; p_3 – максимальное давление закачки кислотного состава, 10^{-1} МПа (атм).

Анализируя полученные данные, видим что наблюдается достаточно сильное статистически значимое влияние значений $K_{о.в}$, $K_{н1}$ на $K_{н2}$. Кроме этого необходимо отметить, что некоторые изучаемые показатели достаточно хорошо коррелируют между собой. На основании этого построим многомерные модели с помо-

¹ Пат. 2494136 Российская Федерация, кл. С09К 8/74. Поверхностно-активный кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов / Чабина Т.В., Воеводкин В.Л., Ильясов С.Е., Дубовцев А.С., Федотова Т.В., Хижняк Г.П.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». № 2012108819; заявл. 07.03.2012; опубл. 27.09.2013, Бюл. № 27.

щью пошагового регрессионного анализа. Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемой модели выполним при помощи метода наименьших квадратов. В нашем случае в качестве зависимого признака выступает $K_{н2}$, а в качестве независимых факторов – значения $K_{пр.г}$, $K_{о.в}$, v , $V_{к.с.п}$, p_3 , $K_{н1}$. В результате реализации данного метода получена формула

$$K_{н2}^{M1} = 82,40 + 115,265K_{н1} - 52,975K_{пр.г} + 15,748K_{о.в}$$

при $R = 0,487$, $p < 0,015$. Здесь R – коэффициент детерминации, $p = 1 - P$, где P – доверительная вероятность.

Полученное уравнение показывает, что наблюдается комплексное влияние величин $K_{н1}$, $K_{пр.г}$, $K_{о.в}$ на $K_{н2}$.

При *втором варианте* исследуемая выборка была разделена на две группы по значению скорости закачки v . Первая группа при $v < 4,0 \cdot 10^{-5}$ м/с, вторая – при $v > 4,0 \cdot 10^{-5}$ м/с, для этих групп были вычислены коэффициенты r . Из матрицы видно, что некоторые изучаемые показатели достаточно хорошо коррелируют между собой, например, $K_{пр.г}$ – с $K_{о.в}$, p_3 и $K_{н1}$, $K_{о.в}$ – с p_3 и $K_{н1}$, $V_{к.с.п}$ – с v , причем одновременно для обеих групп. Необходимо отметить, что корреляционные связи между v и $V_{к.с.п}$ для первой и второй групп достаточно близки по тесноте корреляции, но принципиально отличаются по виду. В первом случае связь обратная и имеет вид

$$V_{к.с.п} = 0,122 - 0,143v \quad (r = -0,64).$$

Корреляционная матрица по первому варианту

	$K_{пр.г}$, 10^{-3} МКМ ²	$K_{о.в}$, %	$v \cdot 10^5$, м/с	Количество кислотного состава в объемах пор $V_{к.с.п}$	Максимальное давление закачки кислотного состава p_3 , атм	$K_{н1}$	$K_{н2}$
$K_{пр.г}$, 10^{-3} МКМ ²	1,00	-0,58*	-0,01	0,03	-0,55*	0,75*	0,03
$K_{о.в}$, %		1,00	0,00	0,08	0,44*	-0,52	0,37*
$v \cdot 10^5$, м/с			1,00	0,00	0,21	0,04	0,17
$V_{к.с.п}$				1,00	-0,18	0,12	0,03
p_3 , атм					1,00	-0,33*	0,12
$K_{н1}$						1,00	0,33*
$K_{н2}$							1,00

Примечание: * – значимые коэффициенты корреляции.

Корреляционная матрица по второму варианту

	$K_{пр.г}$, 10^{-3} МКМ ²	$K_{о.в}$, %	$v \cdot 10^5$, м/с	$V_{к.с.п}$	p_3 , атм	$K_{н1}$	$K_{н2}$
$K_{пр.г}$, 10^{-3} МКМ ²	1,00/1,00	-0,59*/-0,58*	-0,06/-0,02	0,18/-0,05	-0,60*/0,57*	0,89*/0,69*	-0,23/0,12
$K_{о.в}$, %		1,00/1,00	-0,14/0,18	0,05/0,07	0,62*/0,42*	-0,64*/-0,46*	0,27/-0,01
$v \cdot 10^5$, м/с			1,00/1,00	-0,64*/0,70*	-0,00/-0,05	-0,10/0,04	0,22/-0,08
$V_{к.с.п}$				1,00/1,00	-0,23/-0,07	0,17/0,12	-0,02/0,11
p_3 , атм					1,00/1,00	-0,39/-0,34	0,18/0,05
$K_{н1}$						1,00/1,00	-0,07/0,44*
$K_{н2}$							1,00/1,00

Примечание. В числителе дроби – коэффициент корреляции для первой группы, в знаменателе – для второй группы.

Во втором – связь положительная:

$$V_{к.с.п} = 0,299 + 0,022v \quad (r = 0,70).$$

Соотношение между v и $V_{к.с.п}$ приведено на рис. 1.

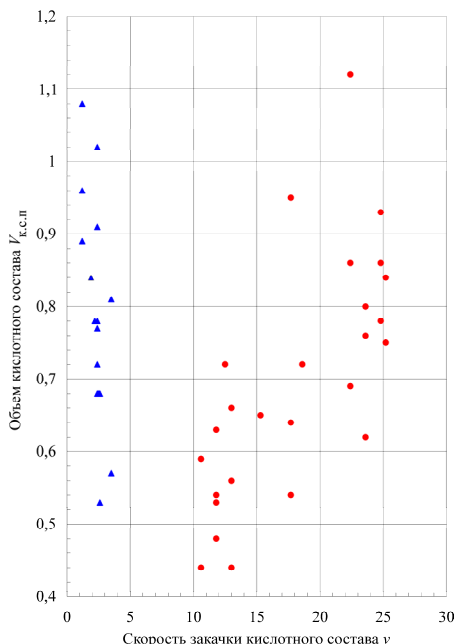


Рис. 1. Корреляционные поля для двух групп:
▲ – первая группа; ● – вторая группа

Отсюда видно, что приведенный в статье [12] вывод о наличии критического (оптимального) значения v имеет значимое статистическое обоснование.

По данным группам были построены многомерные уравнения регрессии. Для опытов при $v < 4,0 \cdot 10^{-5}$ м/с уравнение имеет следующий вид:

$$K_{н2}^{M2} = -182,17 + 12,681K_{о.в}$$

при $r = 0,271, p < 0,317$.

Для опытов при $V > 40 \cdot 10^{-5}$ м/с уравнение принимает вид

$$K_{н2}^{M3} = 567,59 + 116,9732K_{н1} - 52,5831K_{пр.г}$$

при $R = 0,511, p < 0,028$.

Третий вариант анализа выполнен по применяемым кислотным составам. Для всех шести КС выполнены вычисления коэффициентов r . В построенной корреляционной матрице значения r для кислотных составов приведены по строкам в следующей последовательности:

1-я строка – НС1 12 % + ЗСК 9 %,

2-я строка – НС1 12 % + ЗСК 15 %,

3-я строка – НС1 12 % + лимонная кислота + ОП-10,

4-я строка – МКС,

5-я строка – ДН-9010,

6-я строка – «Флаксокор 210 марка О».

Из матрицы видно, что, как и во втором варианте, некоторые изучаемые показатели достаточно хорошо коррелируют между собой. Отметим, что значимая корреляционная связь $K_{н2}$ с $K_{н1}$ наблюдается только в случае, когда используется кислотный состав № 1 (НС1 12 % + лимонная кислота + ОП-10), в остальных случаях значимых корреляционных связей не наблюдается. Для количественной оценки «влияния» показателей $K_{пр.г}$, $K_{о.в}$, v , $V_{к.с.п}$, p_3 , $K_{н1}$ на величину $K_{н2}$ был, как и ранее, применен пошаговый регрессионный анализ. Отметим также, что в случае, когда использовался ДН-9010, многомерную модель построить не удалось. В остальных случаях модели построены и имеют виды, приведенные в табл. 1.

Корреляционная матрица по третьему варианту

	Номер КС	$K_{пр.г}$, 10^{-3} мкм ²	$K_{о.в}$, %	$v \cdot 10^5$, м/с	$V_{к.с.п}$	p_3 , атм	$K_{н1}$	$K_{н2}$
$K_{пр.г}$, 10^{-3} мкм ²	1	1,00	-0,80	-0,03	-0,17	-0,52	-0,11	-0,32
	2	1,00	-0,85*	0,16	-0,16	-0,86*	0,95*	0,70
	3	1,00	-0,59*	-0,10	0,08	-0,55	0,98*	0,58

	Номер КС	$K_{пр.г.}$ 10^{-3} МКМ ²	$K_{о.в.}$ %	$v \cdot 10^5$, м/с	$V_{к.с.п}$	p_3 , атм	$K_{н1}$	$K_{н2}$
	4	1,00	0,01	0,32	0,03	-0,52	0,40	-0,47
	5	1,00	-0,92	-0,11	0,015	-0,83*	0,99*	0,00
	6	1,00	-0,90	-0,20	0,26	-0,87*	0,99*	-0,10
$K_{о.в.}$ %	1		1,00	-0,32	-0,41	0,42	-0,12	0,08
	2		1,00	-0,02	0,34	0,87*	-0,86*	-0,51
	3		1,00	0,15	0,40	0,44	-0,51	-0,09
	4		1,00	-0,01	0,74	0,16	-0,51	0,30
	5		1,00	-0,08	0,04	0,61	-0,95*	0,33
	6		1,00	0,14	-0,06	0,91*	-0,89*	-0,25
$v \cdot 10^5$, м/с	1			1,00	0,45	0,25	0,37	0,21
	2			1,00	-0,18	-0,37	-0,08	0,37
	3			1,00	0,40	0,58	0,04	0,63
	4			1,00	0,41	-0,03	0,28	-0,47
	5			1,00	-0,17	0,34	-0,06	-0,38
	6			1,00	-0,57	0,47	-0,25	0,52
$V_{к.с.п}$	1				1,00	-0,17	0,23	0,22
	2				1,00	0,09	-0,09	-0,18
	3				1,00	0,51	0,05	0,21
	4				1,00	-0,14	0,09	0,41
	5				1,00	-0,53	0,15	0,08
	6				1,00	-0,21	0,20	-0,51
p_3 , атм	1					1,00	0,65	0,57
	2					1,00	-0,82*	0,57
	3					1,00	-0,52	-0,14
	4					1,00	-0,21	0,10
	5					1,00	-0,79*	-0,20
	6					1,00	0,90*	0,07
$K_{н1}$	1						1,00	0,89*
	2						1,00	0,50
	3						1,00	0,72
	4						1,00	0,11
	5						1,00	-0,13
	6						1,00	-0,13
$K_{н2}$	1							1,00
	2							1,00
	3							1,00
	4							1,00
	5							1,00
	6							1,00

Т а б л и ц а 1

Многомерные модели для вычисления K_{H_2} по третьему варианту

Вариант кислоты	Уравнение	Коэффициенты
HCl 12 % + ЗСК 9 %	$K_{H_2}^{M4} = 535,01K_{пр.г} - 529,85K_{H_1} - 1384,56$	$R = 0,86$ $F = 6,09/2,4$ $p < 0,06102$
HCl 12 % + ЗСК 15 %	$K_{H_2}^{M5} = 70,356K_{H_1} - 49,8956K_{пр.г} + 11,6993v + 153,6303$	$R = 0,95$ $F = 13,7/2,3$ $p < 0,03289$
HCl 12 % + лимонная кислота + ОП-10	$K_{H_2}^{M6} = 230,99K_{H_1} - 41,1059K_{пр.г} + 267,8807$	$R = 0,91$ $F = 10,35/2,4$ $p < 0,02622$
МКС	$K_{H_2}^{M7} = -76,30v + 5260,08V_{к.с.п} - 29,05K_{о.в} - 1170,17$	$R = 0,91$ $F = 5,1/3,3$ $p < 0,10600$
«Флаксокор 210 марка О»	$K_{H_2}^{M8} = 46,7313v + 265,5854$	$R = 0,51$ $F = 1,8/1,5$ $p < 0,23681$

Примечание. F – критерий Фишера.

Анализ построенных моделей показывает, что максимальные значения R наблюдаются при использовании кислотных составов на основе соляной кислоты. Максимальное значение $R = 0,95$ имеет кислотный состав HCl 12 % + ЗСК 15 %. В данном случае на формирование значений $K_{H_2}^{M5}$ оказали влияние K_{H_1} , $K_{пр.г}$, v .

В **четвертом варианте** анализа все экспериментальные данные [12] были распределены по группам. Первая группа сформирована из всех кислотных составов при минимальных значениях скорости v_1 . Остальные группы сформированы при условии, что в пределах каждого кислотного состава выполняется следующее соотношение:

$$v_1 < v_2 < v_3 < v_4 < v_5 < v_6 < v_7.$$

Для этих вариантов вычислены коэффициенты r . В построенной корреляционной матрице значения r для вариантов приведены по строкам в следующей

последовательности: 1 строка – v_1 , 2 строка – v_2 , 3 строка – v_3 , 4 строка – v_4 , 5 строка – v_5 , 6 строка – v_6 , 7 строка – v_7 .

Из матрицы видно, что в ряде случаев наблюдается достаточно сильное влияние показателей на величину K_{H_2} . Если при рассмотрении третьего варианта имела только одна такая связь показателя с K_{H_2} , то в этом варианте таких связей шесть, при этом четыре связи относятся к варианту при скорости v_3 . В данном варианте имеются значимые корреляционные связи K_{H_2} с $K_{пр.г}$ ($r = -0,88$), с $K_{о.в}$ ($r = 0,91$), с $V_{к.с.п}$ ($r = -0,89$) и с p_3 ($r = 0,92$). Кроме этого значимые корреляционные связи наблюдаются между K_{H_2} с v при v_6 ($r = -0,95$) и с K_{H_1} ($r = 0,84$) также при v_6 . По четвертому варианту построены многомерные уравнения регрессии, приведенные в табл. 2. Отметим, что в случае, когда использовалась v_2 и v_6 , многомерные модели построить не удалось.

Корреляционная матрица по четвертому варианту

	$K_{пр.г}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{о.в}, \%$	$v \cdot 10^5, \text{ м/с}$	$V_{к.с.п}$	$p_3, \text{ атм}$	K_{H_1}	K_{H_2}
$K_{пр.г}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	1,00	-0,97*	0,25	-0,08	-0,66	0,95*	-0,37
	1,00	-0,52	0,61	-0,52	-0,64	0,64	-0,14

	$K_{пр,г}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{о,в}, \%$	$v \cdot 10^5, \text{ м/с}$	$V_{к.с.п}$	$p_3, \text{ атм}$	$K_{н1}$	$K_{н2}$
	1,00	-0,86*	-0,58	0,96*	-0,83*	0,94*	-0,88*
	1,00	-0,42	0,13	-0,21	-0,59	0,90	-0,16
	1,00	-0,83	0,38	0,17	-0,72	0,68	0,16
	1,00	-0,58	0,06	0,40	-0,69	0,31	-0,25
	1,00	-0,33	0,56	-0,67	-0,45	0,84*	0,33
$K_{о,в}, \%$		1,00	-0,16	-0,12	0,74	-0,89*	0,48
		1,00	-0,58	0,19	0,74	-0,84*	-0,18
		1,00	0,60	-0,93*	0,93*	-0,80	0,91*
		1,00	0,41	0,25	0,45	-0,72	-0,05
		1,00	-0,09	0,06	0,64	-0,39	0,24
		1,00	0,20	-0,68	0,49	-0,36	-0,01
		1,00	-0,25	0,12	0,19	-0,63	0,04
$v \cdot 10^5, \text{ м/с}$			1,00	-0,32	-0,38	0,07	-0,41
			1,00	0,20	-0,16	0,92*	-0,20
			1,00	-0,47	0,31	-0,73	0,52
			1,00	0,16	-0,01	0,03	0,59
			1,00	0,34	-0,54	0,83*	0,58
			1,00	-0,73	-0,30	-0,91*	-0,95*
			1,00	-0,34	-0,06	0,39	0,34
$V_{к.с.п}$				1,00	-0,55	-0,23	-0,30
				1,00	0,73	0,08	-0,26
				1,00	-0,92*	0,88*	-0,89*
				1,00	-0,04	-0,21	-0,42
				1,00	-0,02	-0,01	-0,24
				1,00	-0,28	0,87*	0,66
				1,00	-0,22	-0,38	-0,70
$p_3, \text{ атм}$					1,00	-0,44	0,64
					1,00	-0,40	-0,04
					1,00	-0,65	0,92*
					1,00	-0,50	0,01
					1,00	-0,53	-0,28
					1,00	0,04	0,42
					1,00	-0,45	0,54
$K_{н1}$						1,00	-0,10
						1,00	0,01
						1,00	-0,72
						1,00	0,04
						1,00	0,23
						1,00	0,84*
						1,00	0,06
$K_{н2}$							1,00
							1,00
							1,00
							1,00
							1,00
							1,00

Т а б л и ц а 2

Многомерные модели для вычисления K_{H_2} по четвертому варианту

Вариант	Уравнение	Коэффициенты
v_1	$K_{H_2}^{M9} = 601,980p_3 - 222,327$	$R = 0,63$ $F = 2,76/1,4$ $p < 0,17163$
v_3	$K_{H_2}^{M10} = 85,9877p_3 + 5,9525v_3 - 19,3948$	$R = 0,95$ $F = 13,7/2,3$ $p < 0,03289$
v_4	$K_{H_2}^{M11} = 935,44v_4 - 6228,28V_{к.с.п} - 124,06K_{пр.г} - 31,39K_{о.в} - 5278,25$	$R = 0,98$ $F = 8,9/4,1$ $p < 0,24555$
v_5	$K_{H_2}^{M12} = 768,18v_5 - 117,78K_{H_1} - 9680,18$	$R = 0,73$ $F = 1,7/2,3$ $p < 0,31263$
v_7	$K_{H_2}^{M13} = -3711,52V_{к.с.п} + 327,60p_3 + 3521,31$	$R = 0,79$ $F = 3,5/2,4$ $p < 0,13114$

Т а б л и ц а 3

Многомерные модели для вычисления K_{H_2}

Вариант	Уравнение	Коэффициенты
$v_{(n=11)}$	$K_{H_2}^{M14} = 4,312K_{о.в} + 345,973V_{к.с.п} - 40,965K_{пр.г} + 48,170K_{H_1} - 30,156p_3 + 3,755v - 145,014$	$R = 0,99$ $F = 49,4/6,4$ $p < 0,00105$
$v_{(n=12)}$	$K_{H_2}^{M15} = 3,887K_{о.в} + 11,958K_{H_1} - 8,225K_{пр.г} + 402,152V_{к.с.п} - 244,500$	$R = 0,86$ $F = 4,9/4,7$ $p < 0,03410$
$v_{(n=13)}$	$K_{H_2}^{M16} = 3,960K_{о.в} + 17,958K_{H_1} - 9,923K_{пр.г} + 50,803V_{к.с.п} + 6,052v - 333,289$	$R = 0,87$ $F = 4,4/5,7$ $p < 0,03897$
$v_{(n=14)}$	$K_{H_2}^{M17} = 3,723K_{о.в} + 526,458V_{к.с.п} - 10,828K_{пр.г} + 17,338K_{H_1} + 7,456v - 366,896$	$R = 0,87$ $F = 5,8/5,2$ $p < 0,01999$
$v_{(n=15)}$	$K_{H_2}^{M18} = -1879,15V_{к.с.п} + 1402,00$	$R = 0,37$ $F = 2,1/1,1$ $p < 0,17011$
$v > 13,0 \cdot 10^{-5}, \text{ м/с}$	$K_{H_2}^{M19} = 89,591K_{H_1} + 416,362p_3 - 393,123$	$R = 0,53$ $F = 2,1/2,5$ $p < 0,11920$
$v < 2,5 \cdot 10^{-5}, \text{ м/с}$	$K_{H_2}^{M20} = 36,50K_{о.в} - 2722,68V_{к.с.п} - 147,00K_{пр.г} + 199,75K_{H_1} - 400,99p_3 - 213,38v + 2245,42$	$R = 0,67$ $F = 0,5/6,4$ $p < 0,76252$

Анализ построенных моделей показывает, что максимальную достоверность ($p < 0,03289$) имеет многомерная модель, построенная с использованием скорос-

ти v_3 . В данном случае на формирование значений K_{H_2} оказали влияние p_3, v_3 . Величина v_3 варьируется от $2,5$ до $11,8 \cdot 10^{-5}$ м/с.

Для более детального анализа составим выборку, где значения скорости v находятся в данном диапазоне. Количество данных для построения такой модели равно 11. Построим по ней многомерную модель (табл. 3).

Выполненный анализ данной модели показал, что величина $K_{н2}$ формируется с участием всех используемых в опытах показателей (вариант $v_{(n=11)}$). При этом отметим, что последовательность включения показателей в многомерное уравнение регрессии отображено в порядке показателей, приведенных в уравнении. На первом шаге в модель был включен $K_{о.в.}$, на втором шаге – $V_{к.с.п.}$, затем последовательно $K_{пр.г.}$, $K_{н1}$, p_3 и v на завершающей стадии построения уравнения регрессии $K_{н2}^{M14}$. Анализ модели показывает, что она обладает высокой статистической надежностью, о чем свидетельствуют значения $R = 0,99$ и $p < 0,00105$.

Далее произведем корректировку данной модели из условия, что последовательно к 11 имеющимся данным из диапазона v от $2,5$ до $11,8 \cdot 10^{-5}$ м/с будем добавлять ближайшие по величине значения $v > 11,8 \cdot 10^{-5}$ м/с до тех пор, пока построенное уравнение регрессии будет удовлетворять условию $p < 0,05$. Результаты расчетов приведены в табл. 3. Таким образом, можно констатировать, что статистически значимая многомерная модель сформировалась при $n = 14$. Соотношение между $K_{н2}$ и $K_{н2}^M$ для данного варианта приведено на рис. 2, из которо-

го видно, что значения $K_{н2}$ и $K_{н2}^M$ достаточно хорошо контролируют друг друга.

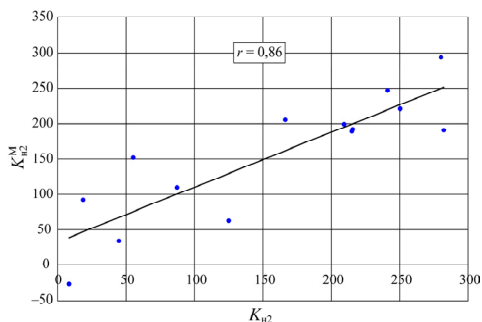


Рис. 2. Поле корреляции

Выполненный анализ модели показывает, что величина $K_{н2}$ формируется с участием пяти из шести используемых в опытах показателей для диапазона скоростей $(2,5 \dots 13,00) \cdot 10^{-5}$ м/с. В данной модели не используется показатель p_3 . Анализ модели показывает, что она статистически надежна, о чем свидетельствуют значения $R = 0,87$ и $p < 0,01999$.

Для скоростей v в диапазоне $(2,5 \dots 13,00) \cdot 10^{-5}$ м/с определим интервалы характеристик, при которых можно получить оптимальные значения $K_{н2}$ (табл. 4).

Построим многомерные модели еще для двух случаев: при $v < 2,5 \cdot 10^{-5}$ м/с и $v > 13,00 \cdot 10^{-5}$ м/с. Уравнения регрессии для данных условий приведены в табл. 3. Отсюда видно, что при $v < 2,5 \cdot 10^{-5}$ м/с и $v > 13,00 \cdot 10^{-5}$ м/с

Таблица 4

Условия проведения опытов

Вариант уравнения	Диапазон значений						
	$K_{пр.г.} \cdot 10^{-3}$ МКМ ²	$K_{о.в.}$, %	$v \cdot 10^{-5}$, м/с	$V_{к.с.п.}$	p_3 , атм	$K_{н1}$	$K_{н2}$
$K_{н2}^{M17}$	1,24–30,01	17,29–68,53	2,5–13,00	0,44–0,81	0,55–5,71	0,3–12,1	8,3–282,3
$K_{н2}^{M19}$	2,25–30,19	29,64–70,06	13,0–25,2	0,54–1,12	0,47–5,71	0,3–30,1	45,9–4696,4
$K_{н2}^{M20}$	1,86–29,19	30,74–72,34	1,2–2,4	0,68–1,08	0,13–3,26	0,3–21,6	1,3–2340,3

построенные модели работают значительно хуже, чем модели при ν в диапазоне $(2,5...13,00) \cdot 10^{-5}$ м/с. Отметим, что модель, построенная при $\nu > 13,00 \cdot 10^{-5}$ м/с, работает лучше, чем при $\nu < 2,5 \cdot 10^{-5}$ м/с.

Определим те интервалы характеристик, которые получены в результате этих опытов (см. табл. 4). Исходя из предложенного анализа будем считать, что для данных условий эти характеристики условно оптимальны.

По построенным моделям вычислены значения K_{n2}^M для всех выполненных вариантов. Примеры сопоставления K_{n2} с K_{n2}^{M1} и K_{n2} с $K_{n2}^{M17} + K_{n2}^{M19} + K_{n2}^{M20}$ приведены на рис. 3.

Отсюда видно, что проведение дальнейших аналогичных опытов необходимо выполнять с учетом разработанных в данном исследовании многомерных статистических моделей.

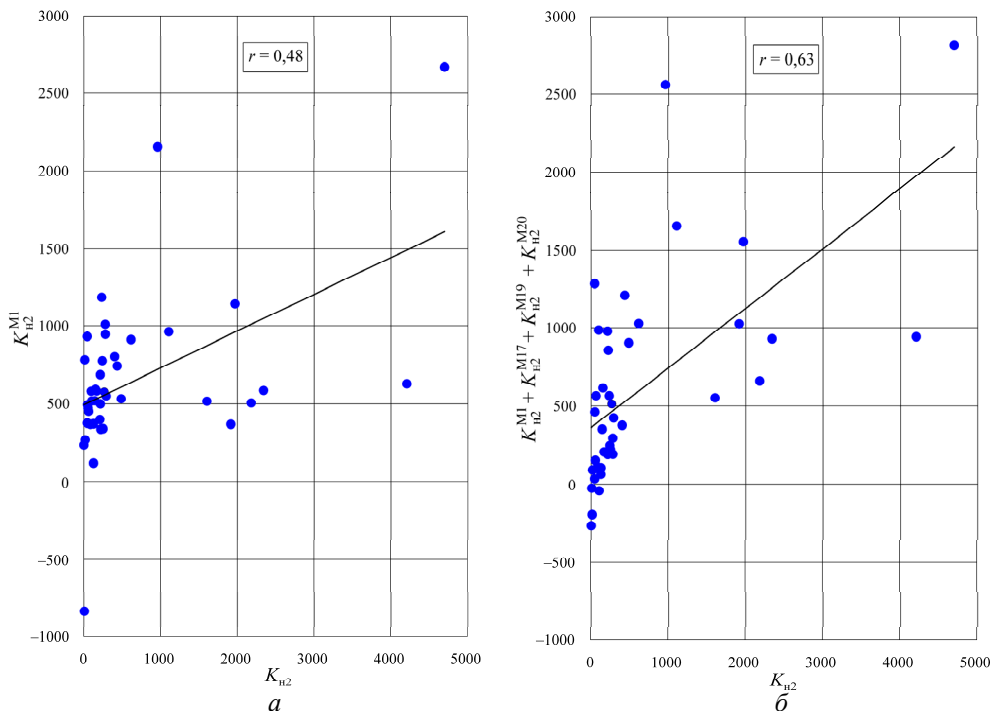


Рис. 3. Поле корреляции: a – первый вариант модели; \bar{b} – использование совместных моделей по второму варианту

Список литературы

1. Глуценко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–53. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.5
2. Глуценко В.Н., Сидлин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
3. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глуценко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.
4. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, П.Ю. Илюшин, В.Н. Глуценко, О.А. Пташко // Нефтежное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.
5. Глуценко В.Н., Хижняк Г.П. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 9. – С. 55–60.
6. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. – 688 с.
7. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions // SPE Production and Facilities. – 2001. – Vol. 16, № 1. – P. 22–29. DOI: 10.2118/49491-MS
8. Gdanski R. Recent advances in carbonate stimulation // International Petroleum Technology Conference, Qatar, 21–23.11.2005. – SPE 10693. – 8 p.
9. Daccord G., Touboul T., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE Production and Engineering. – 1989. – Vol. 4, № 2. – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
10. Nierode D.E., Williams B.B. Characteristics of acid reaction in limestone formations // SPE J. – 1971. – Vol. 11, № 4. – P. 406–418. DOI: 10.2118/3101-PA

11. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid – I. Model for the “wormholing” phenomenon // *Chemical Engineering Science*. – 1993. – Vol. 48, № 1. – P. 169–178. DOI: 10.1103/PhysRevLett.58.479
12. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернях / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, В.Н. Глушенко // *Нефтегазовое хозяйство*. – 2013. – № 6. – С. 52–54.
13. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 4. – С. 7–14.
14. Мелкишев О.А., Кривошеков С.Н. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 4. – С. 33–40.

References

1. Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Fil'tratsionnyye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kollektorov [Filtration studies of the novel acid compounds for carbonate reservoir treatment]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 46–53. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.5
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia. Tom 4. Kislotaia obrabotka skvazhin [Oil-field chemistry. Vol. 4. Acid treatment of wells]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010. 703 p.
3. Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ia., Denisova A.V. Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain [Acid treatment: compounds, reaction mechanisms, design]. Ufa: Gilem, 2010. 392 p.
4. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Iliushin P.Iu., Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Fil'tratsionnyye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kollektorov [Filtration studies of the novel acid compounds for carbonate reservoir treatment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 116–119.
5. Glushchenko V.N., Khizhniak G.P. Solianokislyi sostav s ispol'zovaniem lignosul'fonatov tekhnicheskikh dlia obrabotki prizaboinoi zony [Chloride compound with lignin sulphate for bottom-hole area treatment]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, no. 9, pp. 55–60.
6. Suchkov B.M. Dobycha nefii iz karbonatnykh kollektorov [Oil extraction from carbonate reservoirs]. Izhevsk: Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika, 2005. 688 p.
7. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions. *SPE Production and Facilities*, 2001, vol. 16, no. 1, pp. 22–29. DOI: 10.2118/49491-MS
8. Gdanski R. Recent advances in carbonate stimulation. *International Petroleum Technology Conference*. Paper SPE 10693. Doha, Qatar, 21–23.11.2005. 8 p.
9. Daccord G., Touboul T., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE Production and Engineering*, 1989, vol. 4, no. 2, pp. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
10. Nierode D.E., Williams B.B. Characteristics of acid reaction in limestone formations. *SPE J.*, 1971, vol. 11, no. 4, pp. 406–418. DOI: 10.2118/3101-PA
11. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid – I. Model for the “wormholing” phenomenon. *Chemical Engineering Science*, 1993, vol. 48, no. 1, pp. 169–178. DOI: 10.1103/PhysRevLett.58.479
12. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Glushchenko V.N. Opredelenie optimal'noi skorosti zakachki kislotnykh sostavov po rezul'tatam issledovaniia na kernakh [Finding the optimum rate of injection of acid compounds using the results of core analysis]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 6, pp. 52–54.
13. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Opredelenie perspektivnykh uchastkov geologo-razvedochnykh работ na nef' veroiatnostno-statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo kraia [Locating prospecting sites of oil survey operations by probabilistic-statistical methods by the example of Perm kraia]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 7–14.
14. Melkisev O.A., Krivoshchekov S.N. Stokhasticheskaia otsenka prognoznykh resursov nefii na poiskovo-otsenochnom etape geologo-razvedochnykh работ [Stochastic assessment of forecast oil resources at the survey-evaluation stage of exploration works]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 33–40.

Об авторах

Галкин Владислав Игнатьевич (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Хижняк Григорий Петрович (Пермь, Россия) – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: xgp@pstu.ru).

Амиров Алексей Маратович (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: aam@pstu.ru).

Гладких Евгений Александрович (Пермь, Россия) – инженер-исследователь, Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: gladkih.ea@mail.ru).

About the authors

Vladislav I. Galkin (Perm, Russian Federation) – Doctor of Geologic-mineralogical Sciences, Head of Department of Oil-and-gas Geology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Grigoriĭ P. Hizhniak (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Aleksei M. Amirov (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: aam@pstu.ru).

Evgenii A. Gladkikh (Perm, Russian Federation) – Researcher-Engineer, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: gladkih.ea@mail.ru).

Получено 11.09.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2014. – № 13. – С. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Hizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A. Assessment of efficiency of core sample acidizing by means of regression analysis. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4