

УДК 622.276.63

УСТРАНЕНИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович,

vsh@of.ugntu.ru

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, Республика Башкортостан, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Анализ опыта проведения воздействий на призабойную зону пласта показывает, что успешность операций по интенсификации добычи нефти в среднем составляет около 50 %. Наряду с этим имеют место моменты, не позволяющие однозначно трактовать успешность и эффективность ввиду использования различных критериев оценки. Эти критерии зачастую «конфликтуют» друг с другом, создают неопределенность трактования результатов и, как следствие, затрудняют решение задачи повышения эффективности воздействий на призабойную зону пласта.

Цель. Устранение неопределенностей различного вида при обосновании и выборе скважин и технологий с учетом геолого-технологических особенностей разработки объектов.

Методы. С использованием канонического дискриминантного анализа обобщен опыт проведения различных видов интенсификации добычи нефти на залежах с трудноизвлекаемыми запасами в терригенных коллекторах.

Результаты. Получен аппарат, основанный на использовании уравнений канонических дискриминантных функций, представлении групп скважин по видам обработок в осях этих функций и выделении областей их приуроченности, позволяющий устранить ряд неопределенностей при решении задач, направленных на повышение эффективности диагностирования и воздействия на призабойную зону скважин.

Выводы. Результаты позволяют в условиях анализируемых и аналогичных им объектов:

- по значениям геолого-технологических параметров устанавливать, к какой группе (по успешности) относится скважина;
- устранить влияние «псевдоэффекта» при оценке результатов воздействия и путем изменения технологических параметров воздействия переводить скважины из зон «псевдоэффекта» в зоны с однозначно положительным эффектом;
- оперативно принимать управляющее решение и использовать опыт обработок той группы, к которой относится конкретная скважина;
- проводить адаптацию технологии воздействия к конкретным геологическим условиям и адресное воздействие на призабойную зону пласта с учетом фактора времени (стадийности разработки).

Ключевые слова:

«Псевдоэффект», фактор времени, воздействие на призабойную зону, адаптация технологии, адресное воздействие.

Актуальность

Важной задачей при проведении воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью интенсификации добычи нефти и снижения обводненности продукции является устранение различного рода неопределенностей при обосновании и выборе скважин и технологий с учетом геолого-технологических особенностей разработки объектов [1–6]. Именно неопределенности трактования эффекта, выраженного через различные показатели, являются причиной, не позволяющей принимать обоснованные управленческие решения, что сказывается на эффективности проводимых мероприятий.

Цель

Одним из направлений решения этой задачи является всесторонний анализ результатов воздействия и создание аппарата, позволяющего:

- оценивать не только дифференцированно эффективность воздействия по каким-либо критериям, но и в комплексе;
- проводить сравнительную оценку различных методов воздействия при различных значениях технологических параметров воздействия;
- устранять неопределенности при оценке эффекта, одной из разновидностей которого является «псевдоэффект» – когда различные пока-

затели эффективности формируют противоречия при проведении оценок. Например, наряду с ростом дебита происходит увеличение обводненности, или наоборот, наряду с увеличением коэффициента продуктивности наблюдается рост обводненности и снижение дебита нефти;

- определять направление влияния и значения технологических параметров воздействия для устранения «псевдоэффекта» в пределах изученных интервалов значений параметров;
- учитывать стадийность разработки месторождения, т. е. фактор времени [7–12].

Методы

Решению отдельных вопросов этой задачи посвящены работы [13–20], в которых приводятся результаты обобщения опыта проведения воздействий в специфических условиях месторождений и при иных, отличных от рассматриваемых, что делает проблематичным перенос этого опыта в иные условия. Кроме того, круг решаемых вопросов имеет иной набор рассматриваемых проблем и способов решений, что имеет свои плюсы и минусы.

Для устранения неопределенностей с целью получения возможности более широкого использования для воздействия на ПЗП хорошо зарекомендовавших себя кислотных составов, предотвращаю-

щих эмульсиообразование (КСПЭО) [21, 22] с добавками модификаторов (Алдинол-20) [23, 24] в условиях низкопроницаемых терригенных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, было проведено обобщение опыта проведения воздействия и получены определенные результаты.

Все скважины по обоим методам по успешности воздействия были разделены на 4 группы:

- 1) скважины, в которых получен прирост дебита нефти и снижение обводненности;
- 2) скважины, в которых получен прирост дебита нефти и увеличение обводненности;
- 3) скважины, в которых получено снижение дебита нефти и обводненности;
- 4) скважины, в которых получено снижение дебита нефти и увеличение обводненности.

С помощью дискриминантного анализа [25, 26] было проведено обобщение результатов с использованием данных геолого-физических свойств пластов в скважинах, технологических параметров работы скважин и залежей, технологических параметров воздействия. Выбор метода обусловлен необходимостью [27, 28]:

- четкого разделения скважин на группы;
- получения возможности сжатия многомерного пространства (до двухмерного) без существенной потери информации о скважинах;
- установления центров группирования и выделения наиболее «ярких» представителей групп;
- проверки правильности проведенного разделения скважин;
- удобного использования полученных результатов в пределах идентификации и поиска скважин-аналогов.

Геолого-физические свойства пласта в скважине отражались с помощью следующих параметров: общая ($H_{\text{общ}}$, м), эффективная ($H_{\text{эф}}$, м), эффективная нефтенасыщенная ($H_{\text{эфн}}$, м) толщина пласта, песчаность ($K_{\text{п}}$), расчлененность ($K_{\text{р}}$), пористость открытая (m), нефтенасыщенность ($K_{\text{н}}$); коэффициенты проницаемости ($K_{\text{прон}}$, 10^{-3} мкм²), собственной поляризации ($\alpha_{\text{сп}}$); отсчеты в пласте по БК ($M_{\text{БК}}$, Ом·м), амплитуды ПС ($A_{\text{ПС}}$, Ом·м), по ГЗ1 ($A_{0,4M0,1N}$) ($A_{0,4}$, Ом·м), по ГЗ2 ($A_{1,0,4M0,1N}$) ($A_{1,0}$, Ом·м), по ГЗ3 ($A_{2,0,4M0,5N}$) ($A_{2,0}$, Ом·м), по ГЗ4 ($A_{4,0,4M0,5N}$) ($A_{4,0}$, Ом·м), по ПЗ ($A_{0,5M6,0N}$) ($A_{0,5}$, Ом·м), гамма-каротажа (γ , мкр/ч), большого зонда ННКт ($\beta'_{\text{ННКт}}$), малого зонда ННКт ($\beta''_{\text{ННКт}}$), индукционного зонда ($\beta_{\text{из}}$, сим); удельное электрическое сопротивление зонда по ИК ($\rho_{\text{ИК}}$, Ом·м), по БК ($\rho_{\text{БК}}$, Ом·м), по комплексу зондов электрокаротажа ($A_{\text{КОМП}}$, Ом·м), зоны проникновения по комплексу зондов электрокаротажа ($A_{\text{КОМП}}$, Ом·м), отношение диаметра зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости к диаметру скважины ($d_{\text{зп}}/d_{\text{с}}$).

Использовались значения параметров как в целом по разрезу (X), так и по перфорированной его части ($\bar{X}$).

Технологические параметры работы скважин и залежей характеризовали параметры: время

(t , мес), максимальный дебит нефти ($Q_{\text{н max}}$, т/мес) с начала эксплуатации скважины до момента проведения воздействия; дебит нефти ($Q_{\text{н}}$, т/мес), обводненность ($f_{\text{и}}$, %), накопленная добыча нефти ($Q_{\text{нак}}$, т) на момент проведения воздействия; начальный дебит нефти ($Q_{\text{нач}}$, т/мес), кратность проведения воздействия (N) [29].

Среди параметров, отражающих технологию воздействия на основе Алдинола-20, использовались: расход Алдинола-20 (ALD, т), 22 %-ной соляной кислоты (HCl, т); объем закачанного раствора (V , м³), а также различные удельные показатели; на основе модификаторов (КСПЭО) дополнительно использовался расход модификаторов и борфтористоводородной кислоты (МК-В (К), т) [16].

Интервалы изменения значений основных геолого-технологических параметров по скважинам представлены в табл. 1.

Таблица 1. Интервалы изменения значений основных геолого-технологических параметров объектов исследования

Table 1. Intervals of changes of values of the main geological and technological parameters of the research objects

Параметр, ед. изм. Parameters, units	Вид воздействия/Effect			
	Алдинол-20/Aldinol-20		КСПЭО/KSPEO	
	X	$\bar{X}$	X	$\bar{X}$
$H_{\text{общ}}$, м	4,2–28,6	4,0–21,0	3,6–35,4	3,0–21,0
$H_{\text{эф}}$, м	2,8–17,6	2,2–12,8	2,2–27,0	1,6–13,2
$H_{\text{эфн}}$, м	2,8–17,6	2,2–12,4	1,6–15,6	1,6–12,4
$K_{\text{п}}$	0,41–1,0	0,17–1,0	0,26–1,0	0,2–1,0
$K_{\text{р}}$	1–11	1–11	1–5	1–5
m	0,13–0,20	0,13–0,21	0,14–0,20	0,15–0,21
$K_{\text{прон}}$, 10^{-3} мкм ²	1,0–130,0	1,0–150,0	2,0–86,0	2,5–88,0
$K_{\text{н}}$	0,47–0,76	0,49–0,76	0,44–0,76	0,44–0,76
$\alpha_{\text{сп}}$	0,55–0,97	0,61–0,95	0,50–0,98	0,62–1,0
$M_{\text{БК}}$, Ом·м	2,5–20,1	2,5–20,1	5,3–17,6	6,6–17,6
$A_{\text{ПС}}$, Ом·м	25–96	48–91	32–91	47–91
$\rho_{\text{ИК}}$, Ом·м	5,1–11,3	5,3–11,3	4,5–10,9	4,4–10,9
$\rho_{\text{БК}}$, Ом·м	2,5–17,8	2,5–19,4	5,2–17,6	6,6–17,6
$A_{2,0}$, Ом·м	8,0–25,1	8,7–15,6	7,3–25,2	7,3–28,2
$A_{\text{КОМП}}$, Ом·м	4,8–10,5	4,8–11,3	4,1–10,8	4,2–11,8
$d_{\text{зп}}/d_{\text{с}}$	2,0–4,3	2,0–4,0	2,0–3,3	2,0–2,6
γ , мкр/ч	5,5–44,8	5,6–49,6	2,0–53,2	2,5–53,2
$\beta_{\text{из}}$, сим	71,0–157,0	71,0–155,0	6,8–184,0	80,0–180,0
$Q_{\text{нак}}$, т	160–82976		212–52261	
t , мес	2–241		2–247	
$Q_{\text{н max}}$, т/мес	147–3065		115–1662	
$Q_{\text{нач}}$, т/мес	3–1141		23–1444	
$f_{\text{и}}$, %	6–84		4–75	
$Q_{\text{н}}$, т/мес	23–769		26–639	
N	1–3		1–3	
ALD, т	1,6–6,8		–	
V , м ³	4–12		3–12	
$V/H_{\text{эфн}}$, м ³ /м	0,48–3,06		0,43–3,75	
МК-В (К), т	–		0,29–1,15	

Таблица 2. Уравнения для расчета значений канонических дискриминантных функций при использовании кислотных составов на основе композиции КСПЭО

Table 2. Equations for calculating the values of canonical discriminant functions when using the acid compositions based on the emulsification preventing composition (KSPEO)

Вариант 1	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -21,397 + 0,617H_{\text{общ}} - 0,956H_{\text{э}} + 0,075H_{\text{эн}} + 8,131K_{\text{п}} - 0,137K_{\text{р}} + 178,436m - \\ & - 0,189K_{\text{проп}} + 78,42K_{\text{н}} - 15,899\alpha_{\text{сп}} + 0,252M_{\text{БК}} + 0,104A_{\text{пс}} - 3,479\rho_{\text{ИК}} - \\ & - 1,634\rho_{\text{БК}} + 0,675A_{0,4} + 0,14A_{1,0} - 1,148A_{2,0} + 1,158A_{4,0} + 0,473A_{0,5} + \\ & + 3,293A_{\text{комп}} - 0,515d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + 0,105A_{\text{комп}}^{\text{зп}} + 0,166\gamma + 5,648\beta'_{\text{ннк}} - \\ & - 8,31\beta''_{\text{ннк}} - 0,033\beta_{\text{из}} - 0,289\bar{H}_{\text{общ}} + 0,645\bar{H}_{\text{э}} - 0,222\bar{H}_{\text{эн}} - 2,57\bar{K}_{\text{п}} - \\ & - 160,403\bar{m} + 0,158\bar{K}_{\text{проп}} - 63,006\bar{K}_{\text{н}} + 6,816\bar{\alpha}_{\text{сп}} + 0,243\bar{M}_{\text{БК}} - 0,041\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 3,102\bar{\rho}_{\text{ИК}} + 0,119\bar{\rho}_{\text{БК}} - 0,677\bar{A}_{0,4} + 0,108\bar{A}_{1,0} + 0,845\bar{A}_{2,0} - 0,916\bar{A}_{4,0} - \\ & - 0,416\bar{A}_{0,5} - 1,824\bar{A}_{\text{комп}} + 0,06\bar{d}_{\text{зп}}/\bar{d}_{\text{с}} - 0,015\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,211\bar{\gamma} - 6,304\beta'_{\text{ннк}} + \\ & + 11,169\beta''_{\text{ннк}} + 0,077\beta_{\text{из}} + 0,006\bar{t} + 0,002\bar{Q}_{\text{нач}} - 0,152N \end{aligned} $
$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -39,484 + 0,633H_{\text{общ}} - 0,995H_{\text{э}} + 0,2H_{\text{эн}} - 1,226K_{\text{п}} - 0,066K_{\text{р}} - 59,429m + \\ & + 0,073K_{\text{проп}} + 15,526K_{\text{н}} + 8,93\alpha_{\text{сп}} + 0,557M_{\text{БК}} + 0,082A_{\text{пс}} - 0,757\rho_{\text{ИК}} + \\ & + 0,695\rho_{\text{БК}} - 1,05A_{0,4} + 0,251A_{1,0} - 0,341A_{2,0} + 0,423A_{4,0} - 2,117A_{0,5} + \\ & + 0,868A_{\text{комп}} + 1,216d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} - 0,035A_{\text{комп}}^{\text{зп}} + 0,429\gamma + 7,215\beta'_{\text{ннк}} - \\ & - 25,015\beta''_{\text{ннк}} - 0,043\beta_{\text{из}} + 0,228\bar{H}_{\text{общ}} - 0,011\bar{H}_{\text{э}} + 0,041\bar{H}_{\text{эн}} + 3,277\bar{K}_{\text{п}} + \\ & + 151,81\bar{m} - 0,103\bar{K}_{\text{проп}} - 36,118\bar{K}_{\text{н}} + 0,238\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 0,909\bar{M}_{\text{БК}} - 0,037\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 2,62\bar{\rho}_{\text{ИК}} - 0,526\bar{\rho}_{\text{БК}} + 0,964\bar{A}_{0,4} - 0,729\bar{A}_{1,0} + 0,381\bar{A}_{2,0} - 0,683\bar{A}_{4,0} + \\ & + 1,94\bar{A}_{0,5} - 0,205\bar{A}_{\text{комп}} + 0,585\bar{d}_{\text{зп}}/\bar{d}_{\text{с}} + 0,21\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,366\bar{\gamma} - 6,82\beta'_{\text{ннк}} + \\ & + 24,153\beta''_{\text{ннк}} + 0,122\beta_{\text{из}} + 0,001\bar{Q}_{\text{нач}} + 1,182N \end{aligned} $
Вариант 2	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -6051,256 + 54,305H_{\text{общ}} - 49,879H_{\text{э}} + 22,474H_{\text{эн}} + 142,807K_{\text{п}} - 36,543K_{\text{р}} + \\ & + 1306,528m - 5,493K_{\text{проп}} + 5679,09K_{\text{н}} + 455,783\alpha_{\text{сп}} + 135,538M_{\text{БК}} - \\ & - 4,627A_{\text{пс}} - 260,146\rho_{\text{ИК}} + 48,689\rho_{\text{БК}} + 71,894A_{0,4} - 46,604A_{1,0} - \\ & - 26,037A_{2,0} + 95,387A_{4,0} - 103,512A_{0,5} + 264,695A_{\text{комп}} + 2601,572d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + \\ & + 56,431A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 23,428\gamma - 178,595\beta'_{\text{ннк}} - 1208,119\beta''_{\text{ннк}} + 7,817\beta_{\text{из}} + \\ & + 34,405\bar{H}_{\text{общ}} - 51,376\bar{H}_{\text{э}} + 44,788\bar{H}_{\text{эн}} + 270,957\bar{K}_{\text{п}} + 23181,309\bar{m} - \\ & - 6,038\bar{K}_{\text{проп}} - 7295,47\bar{K}_{\text{н}} + 628,8\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 167,457\bar{M}_{\text{БК}} + 0,169\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 566,878\bar{\rho}_{\text{ИК}} - 18,131\bar{\rho}_{\text{БК}} - 2,307\bar{A}_{0,4} - 23,435\bar{A}_{1,0} + 29,056\bar{A}_{2,0} - \\ & - 113,493\bar{A}_{4,0} + 90,2\bar{A}_{0,5} - 20,706\bar{A}_{\text{комп}} - 2410,971\bar{d}_{\text{зп}}/\bar{d}_{\text{с}} - 33,507\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} + \\ & + 23,016\bar{\gamma} + 195,521\beta'_{\text{ннк}} + 972,072\beta''_{\text{ннк}} + 22,477\beta_{\text{из}} - 89,614\text{HCl} + 34,288N + \\ & + 553,017\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $

Окончание табл. 2

Table 2.

$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -5970,955 + 54,297H_{\text{общ}} - 49,688H_{\text{э}} + 22,405H_{\text{эн}} + 178,834K_{\text{п}} - 36,325K_{\text{р}} + \\ & + 2061,696m - 6,304K_{\text{прон}} + 5776,382K_{\text{н}} + 394,727\alpha_{\text{сп}} + 133,634M_{\text{БК}} - \\ & - 4,653A_{\text{пс}} - 266,046\rho_{\text{ИК}} + 43,243\rho_{\text{БК}} + 77,899A_{0,4} - 45,395A_{1,0} - \\ & - 28,732A_{2,0} + 97,034A_{4,0} - 97,474A_{0,5} + 270,602A_{\text{комп}} + 2603,011d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + \\ & + 56,349A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 24,006\gamma - 174,066\beta'_{\text{ннкТ}} - 1198,736\beta''_{\text{ннкТ}} + 7,787\beta_{\text{из}} + \\ & + 32,644\bar{H}_{\text{общ}} - 48,607\bar{H}_{\text{э}} + 44,856\bar{H}_{\text{эн}} + 243,829\bar{K}_{\text{п}} + 22122,619\bar{m} - \\ & - 5,122\bar{K}_{\text{прон}} - 7318,124\bar{K}_{\text{н}} + 639,186\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 163,841\bar{M}_{\text{БК}} + 0,164\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 566,035\bar{\rho}_{\text{ИК}} - 15,942\bar{\rho}_{\text{БК}} - 7,982\bar{A}_{0,4} - 22,128\bar{A}_{1,0} + 30,73\bar{A}_{2,0} - \\ & - 113,557\bar{A}_{4,0} + 84,244\bar{A}_{0,5} - 25,172\bar{A}_{\text{комп}} - 2415,249\bar{d}_{\text{зп}}/\bar{d}_{\text{с}} - \\ & - 33,863\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} + 23,299\bar{\gamma} + 188,593\bar{\beta}'_{\text{ннкТ}} + 976,2\bar{\beta}''_{\text{ннкТ}} + 22,324\bar{\beta}_{\text{из}} - \\ & - 92,449HCl + 31,137N + 559,002HCl/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $
Вариант 3	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -624,082 + 0,034t - 0,012Q_{\text{max}} + 0,017Q_{\text{нач}} + 0,357f_1 + 0,066Q_{\text{н1}} - 120,246HCl + \\ & + 161,809V - 4,619N + 84,206V/\bar{H}_{\text{эн}} - 1119,799MK - B(K) + 1182,957HCl/V - \\ & - 229,353HCl/\bar{H}_{\text{эн}} + 6920,73MK - B(K)/V + 257,154MK - B(K)/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $
$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -609,945 + 0,00002187Q_{\text{нак}} + 0,01t - 0,016Q_{\text{max}} + 0,018Q_{\text{нач}} + 0,514f_1 + \\ & + 0,074Q_{\text{н1}} - 121,877HCl + 159,691V - 6,704N + 87,603V/\bar{H}_{\text{эн}} - \\ & - 1092,043MK - B(K) + 1179,383HCl/V - 225,222HCl/\bar{H}_{\text{эн}} + \\ & + 6780,385MK - B(K)/V + 201,001MK - B(K)/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $

Результаты

Расчеты проводились в трех вариантах, при использовании:

- 1) всего комплекса параметров;
- 2) параметров, отражающих геолого-физические свойства пласта и технологию воздействия;
- 3) параметров, отражающих технологические особенности работы скважин и залежей, а также технологию воздействия.

Полученные уравнения канонических дискриминантных функций (КДФ) представлены в табл. 2, 3, распределение скважин в осях первых двух КДФ – на рисунке, а значения процента верно сгруппированных скважин – в табл. 4. При совместном рассмотрении выборок по скважинам, в которых были проведены воздействия с использованием КСПЭО и кислотных составов на основе Алдинола-20 (рисунок, в), в расчетах были исключены параметры ALD и (МК-В (К)), характеризующие количество добавленных модификаторов и реагентов.

Анализ результатов показывает, что в осях КДФ произошло довольно четкое разделение сква-

жин по группам при использовании КСПЭО и Алдинола-20 (рисунок, а, б). Из табл. 4 видно, что процент верно сгруппированных скважин по КСПЭО по вариантам 1, 2, 3 составил в среднем соответственно 92, 88, 65 %; по Алдинолу-20 – соответственно 98, 98, 70 %.

При совместном использовании выборок скважин по обоим видам обработок процент несколько ниже по вариантам 1, 2 – 84, 81 %, и существенно ниже по варианту 3 – 41 %, что не позволяет использовать это распределение в практических целях. Необходимо отметить, что параметры, характеризующие геологические особенности пласта, имеют преобладающее значение по сравнению с параметрами, характеризующими технологические особенности работы скважин и залежей (фактор времени) при определении успешности и выделения групп скважин. Так, при воздействии с использованием КСПЭО исключение из выборки технологических факторов снижает в среднем процент верно сгруппированных скважин с 95 % (вариант 1) до 88 % (вариант 2), а при исключении геологических параметров – до 65 % (вариант 3). Особенно суще-

Таблица 3. Уравнения для расчета значений канонических дискриминантных функций при использовании кислотных составов на основе композиции Алдинол-20

Table 3. Equations for calculating the values of canonical discriminant functions when using the acid compositions based on the Al-dinol-20 composition

Вариант 1	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -59,543 - 4,222H_{\text{общ}} + 4,388H_{\text{э}} - 0,237H_{\text{эн}} - 18,69K_{\text{п}} + 2,572K_{\text{р}} - 316,971m - \\ & - 0,32K_{\text{проп}} + 102,366K_{\text{н}} - 0,208\alpha_{\text{сп}} + 7,257M_{\text{БК}} - 0,923A_{\text{пс}} - 6,596\rho_{\text{ИК}} - \\ & - 5,015\rho_{\text{БК}} + 0,263A_{0,4} + 6,179A_{1,0} - 1,497A_{2,0} + 1,591A_{4,0} + 0,036A_{0,5} - \\ & - 2,336A_{\text{комп}} - 12,701d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + 1,595A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,022\gamma + 8,547\beta'_{\text{ннк}} + \\ & + 2,782\beta''_{\text{ннк}} + 0,352\beta_{\text{из}} + 0,029\bar{H}_{\text{общ}} - 2,395\bar{H}_{\text{э}} + 0,928\bar{H}_{\text{эн}} + 1,027\bar{K}_{\text{п}} + \\ & + 163,294\bar{m} + 0,511\bar{K}_{\text{проп}} - 57,491\bar{K}_{\text{н}} - 23,002\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 2,408\bar{M}_{\text{БК}} + \\ & + 0,686\bar{A}_{\text{пс}} + 2,901\bar{\rho}_{\text{ИК}} - 2,335\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} + 7,052N \end{aligned} $
$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -9,904 + 0,681H_{\text{общ}} - 0,863H_{\text{э}} + 1,315H_{\text{эн}} + 0,453K_{\text{п}} - 0,684K_{\text{р}} + 52,346m + \\ & + 0,345K_{\text{проп}} + 92,188K_{\text{н}} - 51,041\alpha_{\text{сп}} + 5,446M_{\text{БК}} - 0,315A_{\text{пс}} - 5,771\rho_{\text{ИК}} + \\ & + 0,548\rho_{\text{БК}} + 0,001A_{0,4} - 1,229A_{1,0} + 0,732A_{2,0} - 0,713A_{4,0} - 0,479A_{0,5} + \\ & + 0,53A_{\text{комп}} + 9,344d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + 0,063A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,131\gamma - 1,862\beta'_{\text{ннк}} + 6,175\beta''_{\text{ннк}} - \\ & - 0,17\beta_{\text{из}} + 0,672\bar{H}_{\text{общ}} + 0,571\bar{H}_{\text{э}} - 2,372\bar{H}_{\text{эн}} + 12,962\bar{K}_{\text{п}} + 17,986\bar{m} - \\ & - 0,411\bar{K}_{\text{проп}} - 115,488\bar{K}_{\text{н}} + 57,137\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 6,139\bar{M}_{\text{БК}} + 0,407\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 6,754\bar{\rho}_{\text{ИК}} + 0,363\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,478N \end{aligned} $
Вариант 2	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -56,866 - 4,028H_{\text{общ}} + 4,12H_{\text{э}} - 0,328H_{\text{эн}} - 14,942K_{\text{п}} + 2,426K_{\text{р}} - 295,945m - \\ & - 0,323K_{\text{проп}} + 94,116K_{\text{н}} - 4,238\alpha_{\text{сп}} + 7,176M_{\text{БК}} - 0,902A_{\text{пс}} - 6,663\rho_{\text{ИК}} - \\ & - 5,004\rho_{\text{БК}} + 0,314A_{0,4} + 6,175A_{1,0} - 1,361A_{2,0} + 1,424A_{4,0} - 0,061A_{0,5} - \\ & - 2,45A_{\text{комп}} - 12,871d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + 1,583A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,031\gamma + 8,407\beta'_{\text{ннк}} + 2,604\beta''_{\text{ннк}} + \\ & + 0,339\beta_{\text{из}} - 0,067\bar{H}_{\text{общ}} - 2,286\bar{H}_{\text{э}} + 1,055\bar{H}_{\text{эн}} + 0,863\bar{K}_{\text{п}} + 135,185\bar{m} + \\ & + 0,517\bar{K}_{\text{проп}} - 48,969\bar{K}_{\text{н}} - 19,16\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 2,401\bar{M}_{\text{БК}} + 0,675\bar{A}_{\text{пс}} + 3,054\bar{\rho}_{\text{ИК}} - \\ & - 2,31\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} + 7,301N \end{aligned} $
$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -6,156 + 0,908H_{\text{общ}} - 1,164H_{\text{э}} + 1,209H_{\text{эн}} + 4,412K_{\text{п}} - 0,846K_{\text{р}} + 75,008m + \\ & + 0,342K_{\text{проп}} + 82,011K_{\text{н}} - 54,593\alpha_{\text{сп}} + 5,229M_{\text{БК}} - 0,28A_{\text{пс}} - 5,746\rho_{\text{ИК}} + \\ & + 0,62\rho_{\text{БК}} + 0,053A_{0,4} - 1,284A_{1,0} + 0,878A_{2,0} - 0,898A_{4,0} - 0,575A_{0,5} + \\ & + 0,444A_{\text{комп}} + 9,223d_{\text{зп}}/d_{\text{с}} + 0,034A_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,139\gamma - 2,058\beta'_{\text{ннк}} + \\ & + 5,883\beta''_{\text{ннк}} - 0,187\beta_{\text{из}} + 0,564\bar{H}_{\text{общ}} + 0,705\bar{H}_{\text{э}} - 2,23\bar{H}_{\text{эн}} + 12,648\bar{K}_{\text{п}} - \\ & - 12,025\bar{m} - 0,407\bar{K}_{\text{проп}} - 105,262\bar{K}_{\text{н}} + 60,7\bar{\alpha}_{\text{сп}} - 6,053\bar{M}_{\text{БК}} + 0,383\bar{A}_{\text{пс}} + \\ & + 6,824\bar{\rho}_{\text{ИК}} + 0,41\bar{A}_{\text{комп}}^{\text{зп}} - 0,296N \end{aligned} $
Вариант 3	
$Y_1 =$	$ \begin{aligned} & -16,485 + 0,004t + 0,001Q_{\text{нач}} + 0,041f_1 + 0,003Q_{\text{н1}} - 3,491\text{ALD} + 1,751V_{\text{к}} + \\ & + 1,263N - 1,276V/\bar{H}_{\text{эн}} + 24,076\text{ALD}/V + 4,031\text{ALD}/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $
$Y_2 =$	$ \begin{aligned} & -0,762 + 0,014t - 0,003Q_{\text{max}} + 0,003Q_{\text{нач}} + 0,061f_1 + 0,016Q_{\text{н1}} + 0,384\text{ALD} - \\ & - 0,307V_{\text{к}} + 0,397N - 2,751V/\bar{H}_{\text{эн}} - 11,732\text{ALD}/V + 5,84\text{ALD}/\bar{H}_{\text{эн}} \end{aligned} $

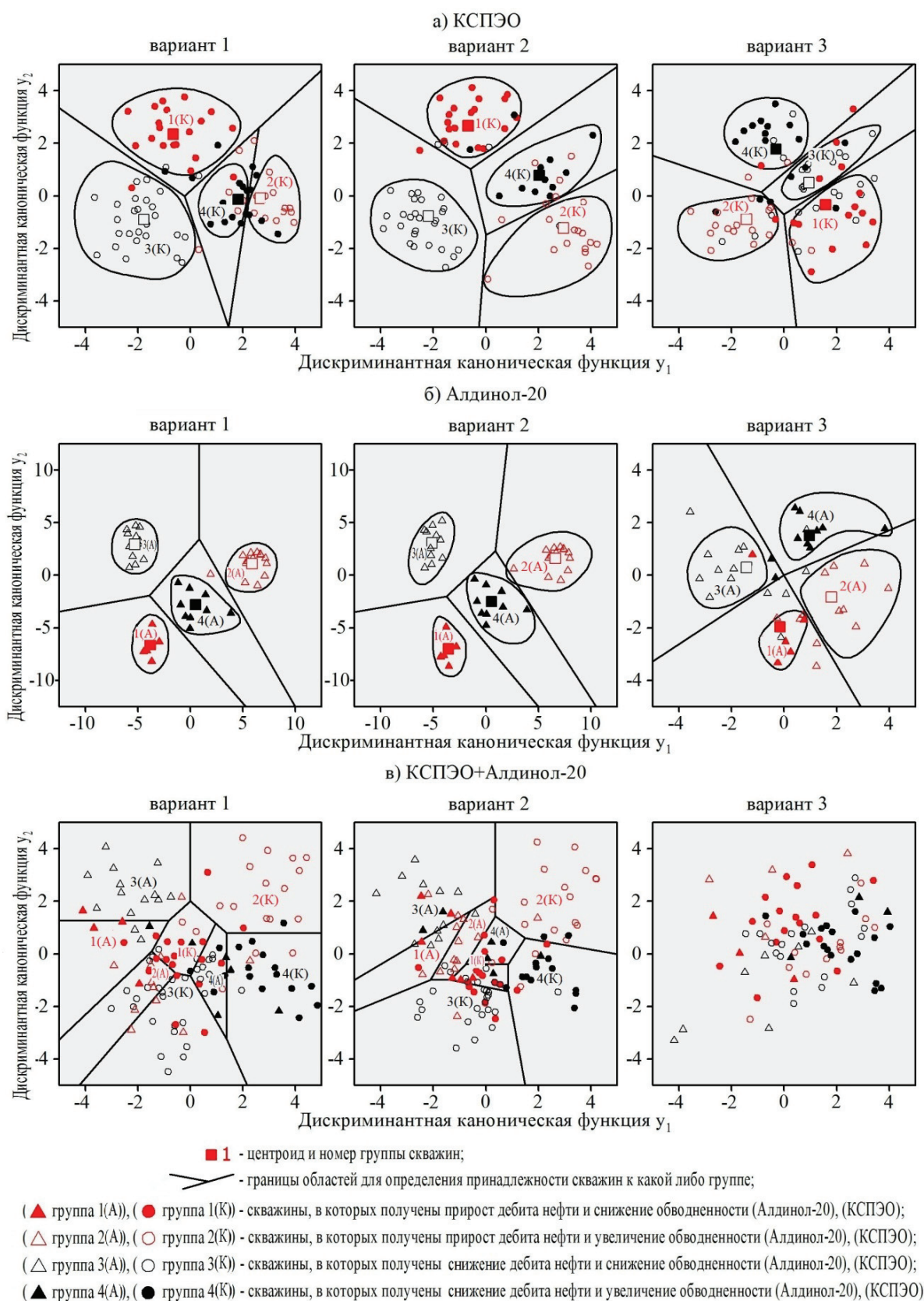


Рисунок. Распределение скважин в осях канонических дискриминантных функций

Figure. Well distribution in the canonical discriminant functions axes

Таблица 4. Процент верно сгруппированных скважин

Table 4. Correctly grouped wells percentage

Вид воздействия Effect	Группа скважин Well group	Вариант/Version		
		1	2	3
КСПЭО KSPEO	1(K)	95	90	66
	2(K)	94	89	72
	3(K)	90	90	62
	4(K)	88	82	59
Алдинол-20 Aldinol-20	1(A)	100	100	80
	2(A)	93	93	47
	3(A)	100	100	80
	4(A)	100	100	71
КСПЭО KSPEO	1(K)	90	90	40
	2(K)	83	83	50
	3(K)	93	83	28
	4(K)	82	82	47
Алдинол-20 Aldinol-20	1(A)	80	80	60
	2(A)	73	73	13
	3(A)	93	86	43
	4(A)	80	75	50

ственное снижение наблюдается при совместном использовании выборок, причем при этом наблюдается в целом снижение эффективности разделения скважин, что связано с увеличением количества групп и исключением из анализа объемов модификаторов, которые, по-видимому, вносят свой вклад в определение успешности воздействий.

Использование контрольной выборки из 12-ти скважин, в которых было проведено 6 обработок с использованием кислотных составов на основе Алдинола и 6 – КСПЭО, анализ попадания этих скважин в группы по факту и по расчетам, анализ дискриминантных функций и значений геолого-технологических параметров по этим скважинам, а также проведение многовариантных расчетов позволили получить интересные результаты, представленные в табл. 5.

Видно, что точность прогноза (из сравнения фактических результатов попадания скважин в

Таблица 5. Результаты проведения воздействий и рекомендуемые мероприятия, которые необходимо было провести для повышения успешности

Table 5. Impact results and recommended activities to be carried out to improve impact success

Условный номер скважины (вид воздействия) Conditional number of the well (type of impact)	Группа Group		Возможность перевода в группу с большей успешностью Possibility to transfer to a group with greater success	Причины низкой эффективности Reasons for low efficiency	Какие мероприятия необходимо было провести для повышения успешности воздействия Activities, required to enhance the success of the impact
	факт/ fact	расчет/ calculation			
1 (Алдинол-20) 1 (Aldinol-20)	3(A)	3(A)	1(A)	Снижение добычных возможностей скважины по нефти Decrease in wells' oil production capabilities	Дополнительная перфорация+дополнительный объем закачки раствора соляной кислоты и алдинола Additional perforation + additional injection of hydrochloric acid solution and Aldinol volume
2 (Алдинол-20) 2 (Aldinol-20)	4(A)	2(A)	2(A)	Неполное использование потенциала скважины Incomplete use of the well potential	Использование более производительного насоса More productive pump usage
3 (Алдинол-20) 3 (Aldinol-20)	2(A)	2(A)	1(K)	Неверно подобран вид воздействия Wrong type of impact	Воздействие необходимо было провести раньше. На данном этапе необходимо было произвести КСПЭО Treatment had to be carried out earlier. At this stage, the treatment should have been carried out using KSPEO
4 (Алдинол-20) 4 (Aldinol-20)	4(A)	4(A)	4(A)	Значительная обводненность продукции Significant water cut of production	Предварительно проведение изоляционных работ по снижению обводненности Prior insulation work to reduce water cut
5 (Алдинол-20) 5 (Aldinol-20)	2(A)	2(A)	1(A)	Закачаны излишние удельные объемы раствора Excessive specific volume of solution is injected	Снижение удельных объемов закачки кислоты и алдинола Reduction of acid and Aldinol specific volumes injection
6 (Алдинол-20) 6 (Aldinol-20)	4(A)	4(A)	3(K)	Высокая степень выработки запасов пласта. Неправильно выбран вид воздействия High extent of reservoirs recovery. Invalid impact type selected	Воздействие необходимо было произвести раньше. На данном этапе необходимо было произвести КСПЭО Treatment had to be carried out earlier. At this stage, the treatment should have been carried out using KSPEO
7 (КСПЭО) 7 (KSPEO)	3(K)	3(K)	1(A)	Неправильно выбран вид воздействия Invalid impact type selected	Необходимо было произвести обработку с использованием Алдинола Treatment should have been carried out using Aldinol
8 (КСПЭО) 8 (KSPEO)	2(K)	1(K)	1(K)	Нарушение целостности цементного кольца Cement ring inconsistency	Ликвидация заколонных перетоков Behind-the-casing flow elimination
9 (КСПЭО) 9 (KSPEO)	4(K)	4(K)	2(K)	Закачан недостаточный удельный объем раствора Insufficient specific volume of solution is injected	Увеличение удельных объемов закачиваемого раствора Injected solution specific volumes increasing
10 (КСПЭО) 10 (KSPEO)	2(K)	3(K)	1(A)	Неправильно выбран вид воздействия Invalid impact type selected	Необходимо было произвести обработку с использованием Алдинола Treatment should have been carried out using Aldinol
11 (КСПЭО) 11 (KSPEO)	3(K)	3(K)	3(K)	Отсутствие моделей по другим видам воздействия Lack of models for other types of treatment	Для условий использования обоих обработок дополнительный ресурс не найден No additional resource found for both treatments conditions
12 (КСПЭО) 12 (KSPEO)	1(K)	1(K)	1(K)	–	Нет необходимости повышения успешности There is no need to improve the success of treatment

группу и расчетных) составляет 75 %, что является довольно высоким показателем, хотя эта цифра в целом несколько ниже, чем представленные в табл. 4 значения процента верно сгруппированных скважин. Необходимо отметить, что если бы в скважине 2 был поставлен после проведения воздействия более производительный насос, а в скважине 8 была проведена ликвидация заколонных перетоков, то точность прогноза составила бы 91,7 %.

Использование информации, полученной на основе анализа значений дискриминантных функций и параметров, в них входящих (табл. 5), позволило выявить причины недостаточно высокой эффективности воздействий и определить, какие мероприятия необходимо было провести для повышения успешности воздействия (переход от 4-й к 1-й группе).

Заключение

Таким образом, полученные уравнения КДФ и представление групп скважин по видам обработок

в осях этих функций позволили выделить области, использование которых устраняет целый ряд неопределенностей при решении задач, направленных на повышение эффективности диагностирования и воздействия на ПЗП.

Результаты позволяют в условиях аналогичных объектов:

- по значениям геолого-технологических параметров устанавливать, к какой группе (по успешности) относится скважина;
- устранить влияние «псевдоэффекта» при оценке результатов воздействия и путем изменения технологических параметров воздействия переводить скважины из зон «псевдоэффекта» в зоны с однозначно положительным эффектом;
- оперативно принимать управляющее решение и использовать опыт обработок той группы, к которой относится конкретная скважина;
- проводить адаптацию технологии воздействия к конкретным геологическим условиям и адресное воздействие на ПЗП с учетом фактора времени (стадийности разработки).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
2. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
3. Expanding Applications for Viscoelastic Surfactants / S. Kefi, J. Lee, T.L. Pope, P. Sullivan, E. Nelson, A.N. Hernandez, T. Olsen, M. Parlar, B. Powers, A.R.A. Wilson, A. Twynan // Oilfield Review. – 2004. – V. 16. – № 4. – P. 10–23.
4. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov, S.B. Kharina // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 33–39.
5. Ибрагимов Н.Г., Мусабилов М.Х., Яргиев А.Ф. Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 86–89.
6. Шпуров И.В., Захаренко В.А., Фурсов А.Я. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12–19.
7. Хисамов Р.С., Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 43–45.
8. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 40–43.
9. Якулов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
10. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation / X. Xie, W.W. Weiss, Z.J. Tong, N.R. Morrow // SPE Journal. – 2005. – V. 10. – № 3. – P. 276–285.
11. Multi-Scale Evaluation of Nanoparticle-Stabilized CO₂-in-Water Foams: from the Benchtop to the Field / A. Worthen, A. Taghavy, A. Aroonsri, I. Kim, K. Johnston, C. Huh, S. Bryant, D. DiCarlo // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 2015. – P. 1–13.
12. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, В.В. Сергеев, Ф.С. Кинзябаев // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 2. – С. 16–38. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38 (дата обращения: 08.05.2017).
13. Anderson V.J., Pearson J.R.A., Boek E.S. The rheology of worm-like micellar fluids // Rheology Reviews. – 2006. – P. 217–253.
14. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 40–45.
15. Ограничение водопитока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яргиев, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44–47.
16. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A Novel Polymer-Assisted Emulsified-Acid System Improves the Efficiency of Carbonate Matrix Acidizing // SPE Journal. – 2016. – V. 21. – № 3. – P. 47–70.
17. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, Sh.Kh. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 46–51.
18. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов, С.Б. Харина, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 66–69.
19. Lin Z., Eads C.D. Polymer-induced structural transitions in oleate solutions: microscopy, rheology, and nuclear magnetic resonance studies // Langmuir. – 1997. – V. 13. – P. 2647–2654.
20. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти / Ю.В. Зейгман, А.В. Лысенков, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 44–50.
21. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. – 303 с.
22. Земцов Ю.В. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. – СПб.: Недра, 2014. – 319 с.

23. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Ю.В. Зейгман, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С. 36–42.
24. Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт наука, 2010. – 704 с.
25. Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: an Experimental Study / O. Torsater, B. Engeset, L. Hendraningrat, S. Suwarno // SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition. – Kuwait, 2012. – P. 1–9.
26. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
27. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, USA, 2011. – P. 1–12.
28. Хайрединов Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 18–20.
29. Мухаметшин В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80–84.

Поступила 22.05.2017 г.

Информация об авторах

Мухаметшин В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276.63

ELIMINATING UNCERTAINTIES IN SOLVING BOTTOM HOLE ZONE STIMULATION TASKS

Vyacheslav V. Mukhametshin,

vsh@of.ugntu.ru

Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov Street, Ufa, 450062, Russia.

Relevance. Bottomhole formation zone treatment experience analysis shows that oil production stimulation operations success on average amounts to 50 %. Alongside with this, there are moments that do not allow interpreting unequivocally success and effectiveness due to the application of different evaluation criteria. These criteria often contradict each other and create uncertainty in the results interpretation, as a consequence, make it difficult to solve the problem of increasing the effectiveness of bottomhole zone impact.

The aim of the research is to eliminate various kinds of uncertainties in the wells and technologies justification and selection, taking into account the geological and technological features of the development zones.

Methods. Based on the canonical discriminant analysis, the experience of various types of oil production stimulation on hard-to-recover terrigenous reservoirs was studied.

Results. The authors obtained the apparatus based on the use of canonical discriminant functions equations, the wells groups representation by the treatment types in the axes of these functions, and their confinement areas identification, allowing eliminating a number of uncertainties in solving the tasks of increasing the efficiency of diagnosis and impact on bottomhole zone.

Conclusions. In the analyzed and similar zones conditions the results allow:

- determining the belonging of the well to a certain group according to the geological and technological parameters;
- eliminating the «pseudo-effect» influence when estimating the results of impact; transferring the wells from the «pseudo-effect» zones to the uniquely positive effect zones changing the technological impact parameters;
- making a management decision promptly and using the experience in treating the group to which the particular well belongs;
- adapting the impact technology to specific geological conditions and addressing the bottomhole zone impact, taking into account the time factor (development stages).

Key words:

«Pseudoeffect», time factor, bottom hole zone treatment, technology adoption, targeted stimulation.

REFERENCES

1. Muslimov R.Kh. *Sovremennyye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation]. Kazan, FEN Publ., 2005. 688 p.
2. Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2002. 856 p.
3. Kefi S., Lee J., Pope T.L., Sullivan P., Nelson E., Hernandez A.N., Olsen T., Parlar M., Powers B., Wilson A.R.A., Twynnam A. Expanding Applications for Viscoelastic Surfactants. *Oil-field Review*, 2004, vol. 16, no. 4, pp. 10–23.
4. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 33–39.
5. Ibragimov N.G., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F. «Tatneft» experience in commercialization of import-substituting well stimulation technologies. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 8, pp. 86–89. In Rus.
6. Shpurov I.V., Zakharenko V.A., Fursov A.Ya. Differentiated analysis of the degree of involvement and depletion of stocks of Jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2015, no. 1 (51), pp. 12–19. In Rus.
7. Khisamov R.S., Orlov G.A., Musabirov M.Kh. Concept of development and rational utilization of hydrochloride acid wells treatment. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2003, no. 4, pp. 43–45. In Rus.
8. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. Interpretatsiya krivyykh kapillyarnogo davleniya pri smeshannoy smachivayemosti [Interpretation of capillary pressure curves in case of mixed-wettability]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, no. 4, pp. 40–43.
9. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh. Issues of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on the example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 12, pp. 106–110. In Rus.
10. Xie X., Weiss W.W., Tong Z.J., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. *SPE Journal*, 2005, vol. 10, no. 3, pp. 276–285.
11. Worthen A., Taghavy A., Aroonsri A., Kim I., Johnston K., Huh C., Bryant S., DiCarlo D. Multi-Scale Evaluation of Nanoparticle-Stabilized CO₂-in-Water Foams: From the Benchtop to the Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 2015. pp. 1–13.
12. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzyabaev F.S. Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 2017, vol. 9, no. 2, pp. 16–38. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38 (accessed 08 May 2017).
13. Anderson V.J., Pearson J.R.A., Boek E.S. The rheology of worm-like micellar fluids. *Rheology Reviews*, 2006, pp. 217–253.
14. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 40–45.
15. Kadyrov R.R., Nizaev R.Kh., Yartiev A.F., Mukhametshin V.V. Novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 5, pp. 44–47. In Rus.
16. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A Novel Polymer-Assisted Emulsified-Acid System Improves the Efficiency of Carbonate Matrix Acidizing. *SPE Journal*, 2016, vol. 21, no. 3, pp. 47–70.
17. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 46–51.
18. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Peculiarities of selec-

- ting well-killing fluids composition for difficult conditions. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 1, pp. 66–69. In Rus.
19. Lin Z., Eads C.D. Polymer-induced structural transitions in oleate solutions: microscopy, rheology, and nuclear magnetic resonance studies. *Langmuir*, 1997, vol. 13, pp. 2647–2654.
 20. Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V., Mukhametshin V.V., Sultanov Sh.Kh., Kotenev Yu.A. K voprosu vybora tekhnologii kislotnogo vozdeystviya dlya intensivatsii dobychi nefi [To the issue of selecting the technique of acidizing for enhancing oil production]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, no. 6, pp. 44–50.
 21. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A., Kabirow M.M., Khannanov R.G. *Intensifikatsiya dobychi nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production in complicated conditions intensification]. Kazan, Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy Publ., 2008. 303 p.
 22. Zemtsov Yu.V. *Razvitie i sovershenstvovanie remontno-izolyatsionnykh rabot na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* [Development and improvement of repair and insulation works in the Western Siberia fields]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2014. 319 p.
 23. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Zeigman Yu.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Snizhenie riskov prinyatiya nizkoefektivnykh upravlyayushchikh resheniy pri ispolzovanii kislotnykh sostavov, predotvrashchayushchikh emulsiobrazovanie [Reducing risks of low-efficiency decisions during acidization for emulsifying prevention]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, no. 5, pp. 36–42.
 24. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftepromyslovaya khimiya v 5 t. T. 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry in 5 vol. Vol. 4. Acid treatment of wells]. Moscow, Interkontakt nauka Publ., 2010. 704 p.
 25. Torsater O., Engeset B., Hendraningrat L., Suwarno S. Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: An Experimental Study. *SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition*. Kuwait, 2012. pp. 1–9.
 26. Dementev L.F. *Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoy geologii* [Mathematical methods and computers in petroleum geology]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 189 p.
 27. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 2011. pp. 1–12.
 28. Khayredinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Povyshenie effektivnosti zavodneniya nizkoproduktivnykh zalezhey nefi v karbonatnykh kolektorakh [Improving the efficiency of waterflooding low-yielding deposits in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1992, no. 9, pp. 18–20.
 29. Mukhametshin V.V. On the need for developing a unified comprehensive method of geological and field analysis and integration of data on effective influence on the bottom-hole formation zone. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 4, pp. 80–84. In Rus.

Received: 22 May 2017.

Information about the authors

Vyacheslav V. Mukhametshin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.