

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-33-44

УДК 622.276.66

Ш.Р. Ганиев, А.В. Лысенков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

МНОГОФАКТОРНЫЙ СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

Shamil R. Ganiev, Aleksey V. Lysenkov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

MULTIFACTORIAL STATISTICAL ANALYSIS OF FACTORS INFLUENCING THE EFFICIENCY OF ACID FRACTURING

Введение

Высокопродуктивные терригенные пласты Западного Башкортостана, в которых содержатся остаточные запасы нефти, в значительной мере выработаны, и в них происходит снижение темпа добычи нефти, увеличивается обводненность продукции скважин, что приводит к росту затрат на добычу нефти и способствует увеличению фонда скважин с осложненными условиями эксплуатации.

Все эти факторы вызывают необходимость проведения геолого-технических мероприятий на скважинах с целью восстановления добычных возможностей скважин. Использование статистического анализа при оценке причин снижения успешности геолого-технических мероприятий позволяет установить уровень влияния технологических процессов на эффективность проведения кислотного гидроразрыва, и тем самым способствовать его оптимизации, а также прогнозировать его эффективность.

Цели и задачи

Определение следующих статистических зависимостей:

- величины дополнительно добытой в результате кислотного гидроразрыва

Background

Highly productive terrigenous strata of Western Bashkortostan, which contain residual oil reserves, have been largely developed, and they reduce the rate of oil production, increase water cut in well production, which leads to an increase in the oil production cost and contributes to an increase in the stock of wells with difficult operating conditions.

All these factors make it necessary to carry out geological and technical measures at the wells in order to restore the production wells capabilities. The statistical analysis use in assessing the reasons for the decline in the success of geological and technical measures allows us to establish the level of technological processes influence on the acid fracturing effectiveness, and thereby contribute to its optimization, as well as to predict its effectiveness.

Aims and Objectives

Determination of the following statistical dependencies:

- the value of additionally produced as a result of acid fracturing of oil from the total accumulated production in the well;

- нефти от общей накопленной добычи по скважине;
- времени эффекта от общего времени работы скважины;
- прироста коэффициента продуктивности скважины от ряда геолого-физических, энергетических характеристик пластов и технологических параметров проведения кислотного гидроразрыва.

Результаты

В результате проведенного многофакторного анализа геолого-технических, технологических и энергетических параметров скважины и пласта, влияющих на эффективность кислотного гидроразрыва, установлено, что при подборе скважин-кандидатов необходимо выбирать скважины с давлением в зоне дренирования не ниже, чем на 30 % от начального пластового давления.

Выявлено, что оптимальное значение безразмерного коэффициента проводимости равно 4.

Оптимальный удельный расход соляно-кислотного раствора для условия турнейского яруса месторождений Западного Башкортостана составляет 2,9-3,3 м³/м.

Обводненность продукции скважины не должна составлять более 50 %, поскольку дальнейшее увеличение обводненности приводит к значительному снижению соотношения накопленной добычи в результате кислотного гидроразрыва к общей накопленной добыче нефти.

Расстояние до водонефтяного контакта должно быть не менее 15-20 м, поскольку с уменьшением данного расстояния уменьшается соотношение добычи, накопленной в результате кислотного гидроразрыва, к общей накопленной добыче нефти из-за возможного прорыва воды.

- the effect time of the total well time;
- an increase in the productivity coefficient of the well from a number of geological, physical, and energetic characteristics of the formations and technological parameters of acid fracturing.

Results

As a result of the multifactorial analysis of the well and reservoir geological, technical, technological and energy parameters, affecting the acid fracturing efficiency, it was established that when selecting candidate wells, it is necessary to choose wells with pressure in the drainage zone lower than 30 % of the initial reservoir pressure.

It was revealed that the optimal value of the dimensionless conductivity coefficient is 4.

The salt-acid solution optimal specific consumption for the conditions of the Tournaisian stage of oil fields in Western Bashkortostan is 2.9-3.3 m³/m.

The water cut of well production should not be more than 50 %, since a further increase in water cut leads to a significant reduction in the ratio of cumulative production as a result of acid fracturing to total cumulative oil production.

The distance to the oil-water contact should be at least 15-20 m, since with a decrease in this distance, the ratio of production accumulated as a result of acid fracturing to the total accumulated oil production due to a possible breakthrough of water decreases.

Ключевые слова: нефтяное месторождение; дополнительная добыча нефти; кислотный гидроразрыв пласта; многофакторный статистический анализ

Key words: oil field; incremental oil production; acid fracturing; multifactorial statistical analysis

Одним из результативных способов воздействия на нефтенасыщенные коллекторы месторождения, которые сложены карбо-

натными породами, с целью увеличения добычи нефти является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) [1].

Основная часть нефтяных пластов девонской системы (пашийского, муллинского и старооскольского горизонтов) месторождений западной части Республики Башкортостан в значительной степени выработаны и находятся на завершающей стадии разработки. На сегодняшний день происходит рост доли добычи нефти из карбонатных пластов верхнего девона (фаменский ярус), а также пластов нижнего карбона (кизеловский горизонт), которые содержат существенные запасы трудноизвлекаемой нефти, для ее извлечения регулярно применяются гидравлический разрыв и кислотный гидравлический разрыв пласта.

Следовательно, *оценка и повышение эффективности КГРП* являются важными задачами. Существует ряд методов, которые позволяют оценить эффективность проводимого КГРП [2, 3].

Статистическая обработка технологических параметров работы скважин при проведении различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) является одним из часто используемых методов оценки их эффективности, в том числе и КГРП [4]. Несомненно, что эффективность любых видов гидроразрывов пласта зависит от большого количества следующих факторов.

Технологические параметры: удельный расход кислоты, давление закачки рабочих жидкостей.

Геолого-физические и энергетические параметры пласта: проницаемость, гидропроводность, пластовое давление, температура, величина остаточных запасов и т.д.

С целью учета и анализа влияния всех параметров особенно перспективной является методика многофакторного регрессионного анализа. Данный метод пошагового регрессионного анализа был успешно использован рядом авторов [1-3, 5-10].

Метод статистической оценки факторов был использован для оценки успешности проведенных КГРП на турнейском ярусе ($C_{тур}$) месторождений Западного Башкортостана. Проводимые КГРП на турнейском ярусе имеют значимую роль в операциях, которые направлены на удержание достигнутых или проектных уровней добычи нефти (рисунок 1).

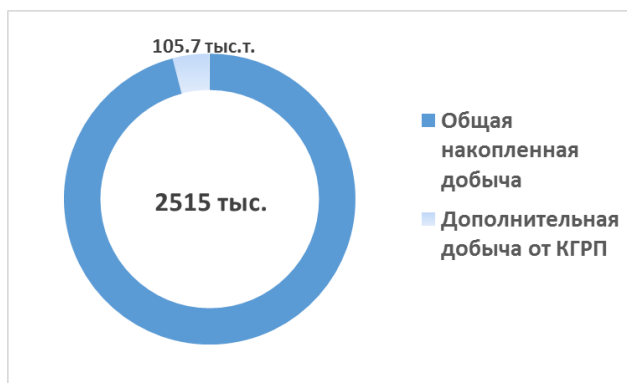


Рисунок 1. Доля дополнительной накопленной добычи нефти от КГРП в общей накопленной добычи по скважинам турнейского яруса месторождений Западного Башкортостана

Анализ данных рисунка 1 показывает, что дополнительная добыча нефти от КГРП по скважинам турнейского яруса составляет 105 700 т. Подобное количество дополнительной добычи позволяет существенно снизить темпы уменьшения добычи нефти на поздней стадии разработки.

С целью усовершенствования КГРП для анализа эффективности данного мероприятия необходимо провести многофакторный анализ и установить параметры, которые вносят значительный вклад в успешность ГТМ, и далее направленно работать с ними.

Статистической обработке подверглись результаты 78 КГРП по скважинам, которые имели непрерывную историю эксплуатации после КГРП (отсутствие простоев и ремонтов, повторных ГТМ) в период с 2013 г. по 2017 г.

Для регрессионного анализа были выделены следующие параметры, характеризующие эффективность и успешность КГРП: дополнительная добыча нефти от КГРП ($Q_{нак}$), продолжительность эффекта ($T_{эфф}$).

За наиболее точный параметр, характеризующий эффективность и успешность любого ГТМ, стоит принять *отношение коэффициента продуктивности скважины по жидкости после КГРП к коэффициенту продуктивности скважины по жидкости до КГРП* (K_1/K_0).

Параметр «отношение коэффициентов продуктивности» является безразмерным, параметры «дополнительная добыча нефти» и «продолжительность эффекта от КГРП» выражаются в абсолютных величинах.

Поскольку эффективность КГРП во многом зависит от величины остаточных запасов, приходящихся на скважину, то существует необходимость отнормировать значение показателя дополнительной добычи нефти от КГРП к общей накопленной добыче нефти до КГРП ($Q_{\text{нак.отКГРП}}/Q_{\text{нак.доКГРП}}$), а значение показателя продолжительности эффекта к общему времени работы скважины до КГРП с учетом коэффициента эксплуатации, который учитывает время простоя скважины.

Далее определим факторы, от которых зависят показатели успешности КГРП. Как уже отмечалось выше, эффективность КГРП зависит от технологических параметров ГТМ, геолого-физических и энергетических параметров пласта.

Одним из универсальных параметров, характеризующих параметры и проводимость трещины и коллекторские свойства пласта, является безразмерный коэффициент проводимости трещины C_{FD} , определяющий безразмерную проводимость трещины.

Данный параметр характеризует способность трещины доставлять флюид в пласт и способность пласта доставлять флюид в трещину.

C_{FD} представляет собой:

$$C_{FD} = \frac{k_f * w}{k * x_f},$$

где w - ширина трещины, м;

x_f - полудлина трещины, м;

k_f - проницаемость в трещине, мкм²;

k - проницаемость пласта, мкм².

Важными параметрами при подборе скважин-кандидатов для проведения КГРП являются обводненность продукции скважин и расстояние до водонефтяного контакта (ВНК) [11, 12].

Несомненно, что показательным технологическим параметром КГРП является

удельный расход закачиваемой кислоты (объем кислоты, который приходится на 1 м перфорированной толщины пласта $C_{уд}$).

Параметром, который отражает энергетическое состояние скважины и пласта в зоне отбора, является пластовое давление. Это значение давления определяется по картам изобар, которые обновляются дочерним предприятием ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Петротест» ежеквартально. Но для того, чтобы добавить данный параметр в уравнение регрессии, следует сопоставить его с первоначальным пластовым давлением.

Для отражения энергетической характеристики пласта в статистических уравнениях параметр «пластовое давление в зоне отбора» также требуется привести к безразмерному значению.

Приведем пластовые давления в зоне отбора каждой скважины к начальному пластовому давлению ($P_{\text{пл.скв}}/P_{\text{пл.нач.}}$).

Стоит отметить, что успешность и эффективность КГРП будут находиться в зависимости от значения остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) в зоне дренирования скважины, поэтому этот параметр, выраженный в долях единиц (д. ед.), также следует учесть в уравнении регрессии.

С целью сравнения уровня влияния каждого параметра в регрессионном уравнении следует отнормировать их по собственным максимальным значениям [5, 6].

В результате выбора параметров для многофакторного анализа создана таблица исходных параметров (таблица 1).

Множественный регрессионный анализ влияния факторов ($X_1 - X_6$) на параметры, характеризующие эффективность КГРП ($Y_1 - Y_3$), проводился в следующей последовательности [3, 4, 7-9]:

- рассчитывалась корреляционная матрица факторов ($X_1 - X_6$) с выделением самых значимых параметров;
- выполнялись расчетные операции и строились регрессионные зависимости с использованием статистических пакетов программных продуктов «STATISTICA-13».

Таблица 1. Параметры, включенные в регрессионный анализ

Параметр	Пределы изменения:		Обозначение параметра в уравнении регрессии
	значений параметров	значений параметров, нормированных по собственным максимальным значениям	
Параметры, влияющие на эффективность КГРП			
Удельный расход закачиваемой кислоты $C_{уд}, м^3/м$	1,7-3,7	0,46-1,00	X_1
Безразмерная проводимость трещины, C_{FD}	1,26-4,67	0,27-1,00	X_2
Отношение $R_{пл.скв}/R_{пл.нач.}$	0,2-1,09	0,18-1,00	X_3
Величина остаточных извлекаемых запасов $\alpha, \%$	15-99	0,15-1,00	X_4
Обводненность продукции скважины, %	5-90	0,06-1,00	X_5
Расстояние до ВНК от скважины, м	3-25	0,12-1,00	X_6
Параметры, характеризующие эффективность КГРП			
Отношение коэффициентов продуктивности скважины по жидкости до и после КГРП K_1/K_0	0,1-10,0	-	Y_1
Отношение дополнительной накопленной добычи нефти от КГРП к общей накопленной добыче нефти до КГРП $Q_{нак.отКГРП}/Q_{нак.доКГРП}$	0,02-0,30	-	Y_2
Отношение продолжительности эффекта на общее время работы скважины до КГРП $T_{эфф}/T_0$	0,01-0,27	-	Y_3

Результаты проведенной работы по обработке данных 78 КГРП на скважинах турнейского яруса месторождений Западного Башкортостана представлены в виде уравнений регрессии и множественных коэффициентов корреляции:

$$Y_1 = 0,427 \cdot X_1 + 1,007 \cdot X_2 + 0,303 \cdot X_3 - 0,014 \cdot X_4 + 0,117 \cdot X_5 + 0,057 \cdot X_6, \quad R^2 = 0,93, \quad (1)$$

$$Y_2 = 0,017 \cdot X_1 + 0,035 \cdot X_2 + 0,007 \cdot X_3 - 0,054 \cdot X_4 - 0,039 \cdot X_5 + 0,004 \cdot X_6, \quad R^2 = 0,98, \quad (2)$$

$$Y_3 = 0,014 \cdot X_1 + 0,025 \cdot X_2 + 0,030 \cdot X_3 - 0,092 \cdot X_4 - 0,129 \cdot X_5 + 0,009 \cdot X_6, \quad R^2 = 0,94. \quad (3)$$

Анализируя полученные уравнения, можно сделать вывод, что наиболее верно успешность КГРП, проводимых на турнейском ярусе месторождений Западного Башкортостана, может быть оценена по параметру *«отношение дополнительной добычи нефти от КГРП к общей накопленной добыче нефти по скважине до КГРП»* ($Q_{\text{нак.отКГРП}}/Q_{\text{нак.доКГРП}}$), т.к. коэффициент множественной корреляции равен 0,98, и это говорит о том, что 98 % вариации результата объясняется вариацией представленных в уравнении факторов.

Окончательная эффективность от КГРП и его успешность могут оцениваться параметром *«отношение продолжительности эффекта от КГРП к общему времени работы скважины до КГРП»* с учетом коэффициента эксплуатации, а эффективность КГРП на момент пуска скважин в эксплуатацию после КГРП - по мере повышения коэффициента продуктивности скважины по жидкости.

Анализ уравнения (2) показывает, что параметр безразмерной проводимости трещины C_{FD} в большей степени влияет на дополнительную добычу нефти от КГРП.

Положительный вклад также вносят удельный расход кислоты, расстояние до водонефтяного контакта и параметр соотношения текущего и начального пластового давления.

Негативный вклад, что вполне разумно, вносят обводненность и выработка запасов в районе дренирования скважины. Несомненно, что чем меньше удельных извлекаемых запасов располагается в области дренирования скважины и чем выше обводненность, тем меньше будет величина параметра *«отношение дополнительной добычи нефти от КГРП к накопленной добыче нефти по скважине до КГРП»*.

Из уравнения (1) видно, что кратность увеличения продуктивности скважин по жидкости в большей степени зависит от безразмерной проводимости трещины и удельного расхода кислоты при проведении КГРП. Обводненность вносит положительный вклад в кратность повышения коэффициента продуктивности скважин по жидкости из-за увеличе-

ния объема пластовой воды в общем объеме жидкости.

Предполагаемая продуктивность от КГРП, а также накопленная добыча нефти будут выше в случае 2,9-3,3 м³/м удельного расхода кислоты при обстоятельстве, что гидроразрыв будет проводиться в районах, в которых пластовое давление составляет не менее 70 % от первоначального пластового давления.

Анализируя уравнение (3), можно сделать вывод: если пластовое давление будет отличаться от начального пластового давления не более чем на 30 %, то при прочих равных условиях длительность эффекта от КГРП будет больше.

Безразмерная проводимость трещины, удельный расход кислоты и расстояние до водонефтяного контакта имеют благоприятное влияние на соотношение продолжительности эффекта от КГРП к продолжительности эксплуатации скважины.

Для того чтобы понять структуру уравнений регрессии (1)–(3), в таблицах 2–4 представлены показатели, которые характеризуют связь между зависимыми переменными и параметрами, влияющими на успешность КГРП в скважинах на турнейском ярусе месторождений Западного Башкортостана.

В таблицах 2-4 приведены обозначения: t-статистика или критерий Стьюдента [3], предназначенный для того, чтобы оценить степень влияния каждого из коэффициентов регрессии на величину Y ; p-level - степень достоверности результата (чем меньше значение, тем достовернее). Если значение p-level оказывается меньше 0,05, то уровень ошибки считается стандартным, а граница приемлемой. Для выявления связи между параметрами ($X_1 - X_6$), которые влияют на эффективность КГРП скважин турнейского яруса ($Y_1 - Y_3$), создана корреляционная матрица зависимых переменных (таблица 5).

Графические зависимости, представленные на рисунках 2–7, отображают взаимосвязь факторов, характеризующих эффективность КГРП, с геолого-физическими и технологическими параметрами проведения КГРП скважин.

Таблица 2. Параметры, входящие в уравнение регрессии (1)

K_1/K_0			
Отрезок	Стандартная ошибка	t-статистика	p-level
$C_{уд}$	0,511	-0,704	0,497
C_{FD}	0,004	0,319	0,635
$P_{пл.скв}/P_{пл.нач.}$	0,537	-2,166	0,024
α	0,474	-0,026	0,942
w	0,391	-0,034	0,874
h	0,367	-0,078	0,417

Таблица 3. Параметры уравнения регрессии (2)

$Q_{нак.отКГРП}/Q_{нак.доКГРП}$			
Отрезок	Стандартная ошибка	t-статистика	p-level
$C_{уд}$	0,011	-0,416	0,047
C_{FD}	0,002	0,264	0,075
$P_{пл.скв}/P_{пл.нач.}$	0,011	1,026	0,239
α	0,010	-3,200	0,002
w	0,011	-1,143	0,041
h	0,006	-0,457	0,024

Таблица 4. Параметры, входящие в уравнение регрессии (3)

Отношение времени эффекта от КГРП к общему времени работы до КГРП $T_{эфф}/T_0$			
Отрезок	Стандартная ошибка	t-статистика	p-level
$C_{уд}$	0,016	0,004	0,894
C_{FD}	0,003	0,962	0,132
$P_{пл.скв}/P_{пл.нач.}$	0,016	0,605	0,457
α	0,016	-3,051	0,004
w	0,014	-1,201	0,034
h	0,013	-0,437	0,573

Таблица 5. Корреляционная матрица зависимых переменных

$C_{тур}$	$C_{уд}$	C_{FD}	$P_{пл.скв}/P_{пл.нач.}$	α	w	h
$C_{уд}$	1,000	-0,631	0,153	-0,047	-0,142	-0,087
C_{FD}	-0,631	1,000	-0,186	0,239	0,178	0,155
$P_{пл.скв}/P_{пл.нач.}$	0,153	-0,186	1,000	-0,245	-0,148	-0,190
α	-0,047	0,239	-0,245	1,000	0,194	0,123
w	-0,142	0,178	-0,148	0,194	1,000	0,741
h	-0,087	0,155	-0,190	0,123	0,741	1,000



Рисунок 2. Зависимость параметра «отношение дополнительной добычи нефти от КГРП к общей накопленной добыче до КГРП» от удельного расхода кислоты

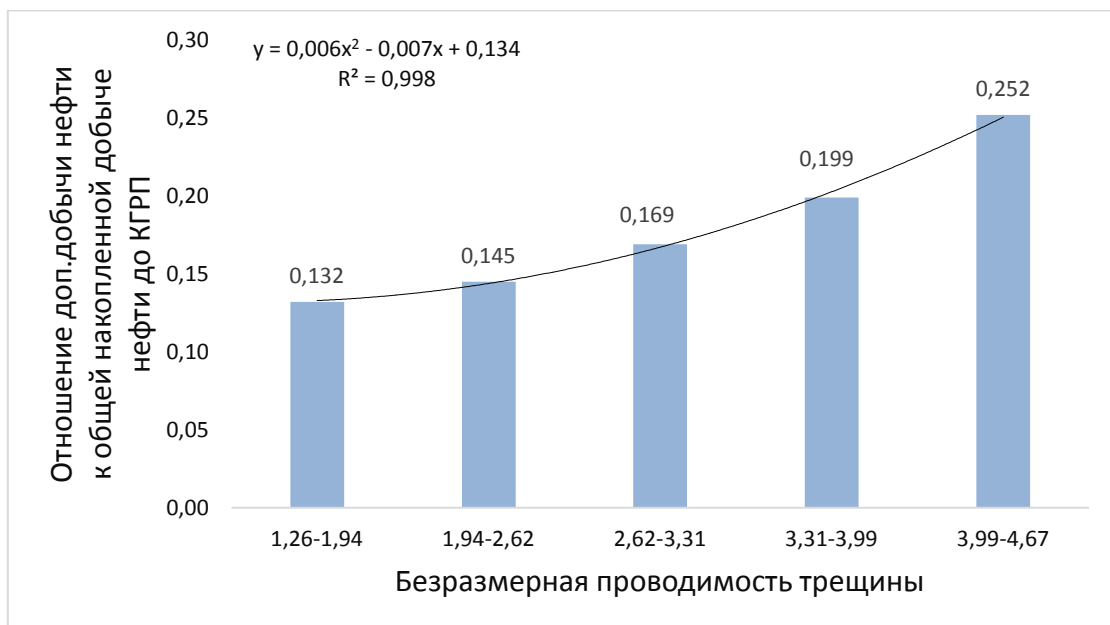


Рисунок 3. Зависимость параметра «отношение дополнительной добычи нефти от КГРП к общей накопленной добыче до КГРП» от безразмерной проводимости трещины

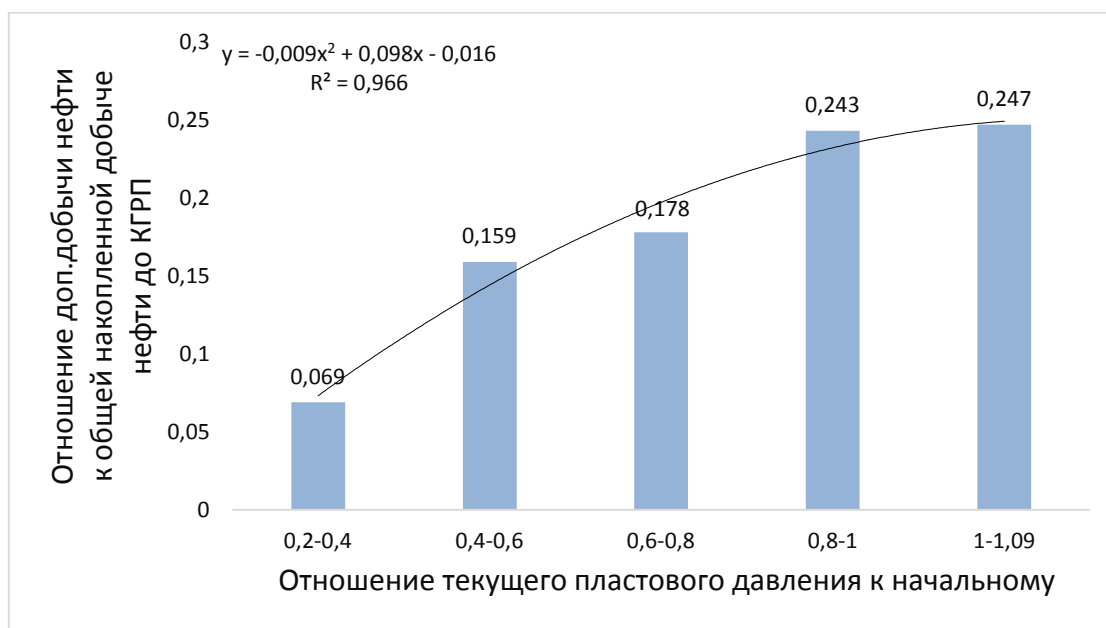


Рисунок 4. Зависимость параметра «отношение дополнительной добычи от КГРП к общей накопленной добыче нефти по скважине до КГРП» от отношения текущего пластового давления в зоне дренирования скважины к начальному

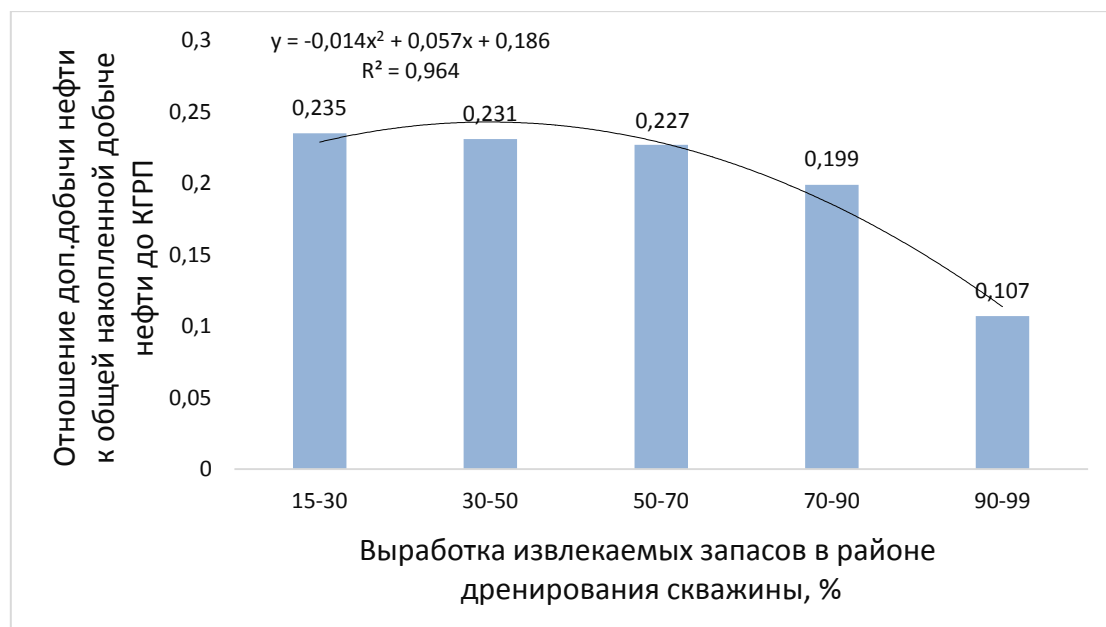


Рисунок 5. Зависимость параметра «отношение дополнительной добычи нефти к общей накопленной добыче нефти по скважине до КГРП» от величины остаточных извлекаемых запасов в районе дренирования скважины

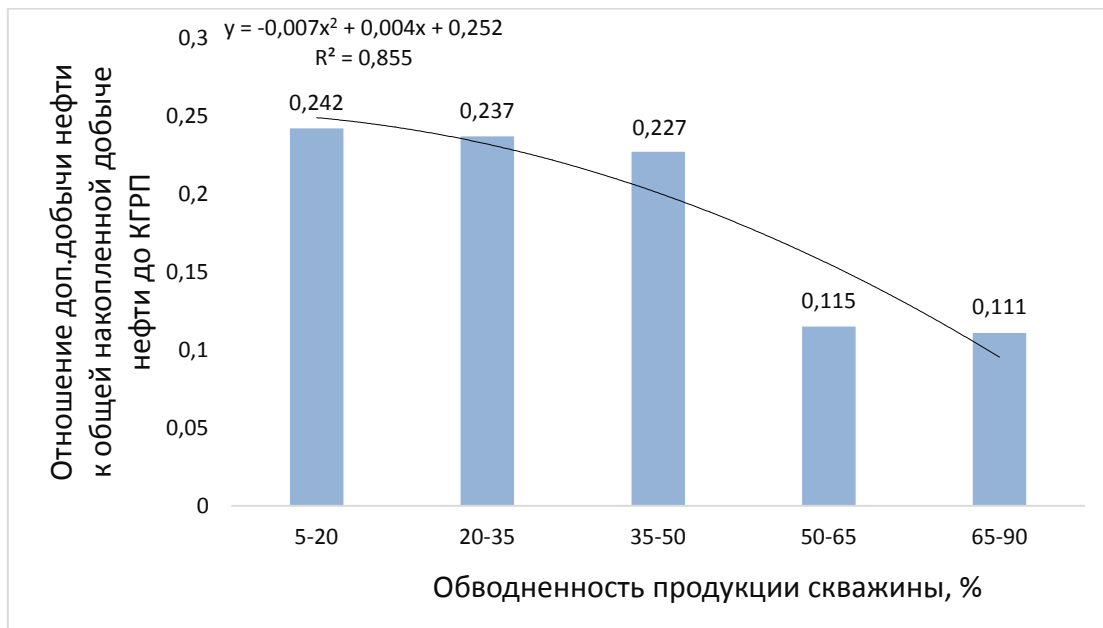


Рисунок 6. Зависимость параметра «отношение дополнительной накопленной добычи к общей накопленной добыче до КГРП» от обводненности продукции скважины

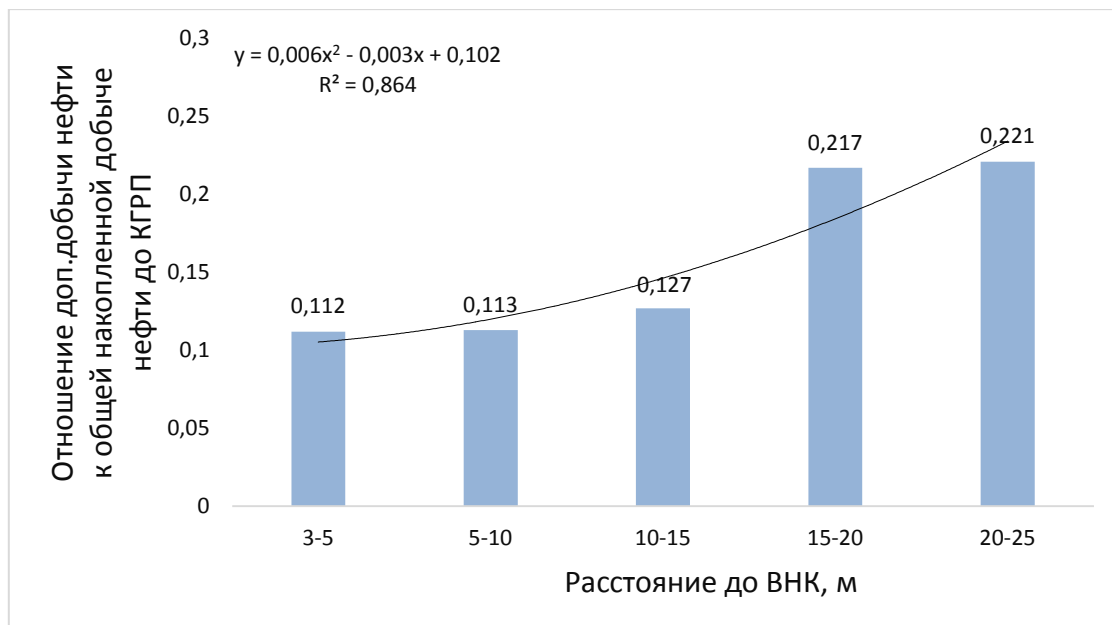


Рисунок 7. Зависимость параметра «отношение дополнительной накопленной добычи к общей накопленной добыче до КГРП» от расстояния до внешнего контура нефтеносности

В результате оценки полученных графических зависимостей были созданы частные уравнения связи $y = f(x)$, которые описывают количественное влияние каждого из рассматриваемых геолого-технологических факторов на успешность КГРП, проведенных на скважинах турнейского яруса месторождений Западного Башкортостана.

Полученные уравнения и графические зависимости (рисунки 2-7) дают возможность выбрать оптимальные условия проведения КГРП на скважинах в пределах исследуемого объекта разработки.

Выводы

В результате проведенного многофакторного анализа геолого-технических, технологических и энергетических параметров скважины и пласта, влияющих на эффективность кислотного гидроразрыва, установлено, что при подборе скважин-кандидатов необходимо выбирать скважины с давлением в зоне

дренирования не ниже, чем на 30 % от начального пластового давления.

Выявлено, что оптимальное значение безразмерного коэффициента проводимости равно 4.

Оптимальный удельный расход солянокислотного раствора для условия турнейского яруса месторождений Западного Башкортостана составляет 2,9-3,3 м³/м.

Обводненность продукции скважины не должна составлять более 50 %, поскольку дальнейшее увеличение обводненности приводит к значительному снижению соотношения накопленной добычи в результате кислотного гидроразрыва к общей накопленной добыче нефти.

Расстояние до водонефтяного контакта должно быть не менее 15-20 м, поскольку с уменьшением данного расстояния уменьшается соотношение добычи, накопленной в результате кислотного гидроразрыва, к общей накопленной добыче нефти из-за возможного прорыва воды.

Список литературы

1. Федоров Ю.В. Повышение эффективности технологии кислотного гидравлического разрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2010. № 11. С. 39-45.
2. Баязитова В.Р., Лысенков А.В. Результаты регрессионного анализа эффективности гипанокислотных обработок призабойных зон скважин кизеловского горизонта Копей-Кубовского месторождения // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 57-61.
3. Abass H.H. et al. Acid Fracturing or Proppant Fracturing in Carbonate Formation? A Rock Mechanic's View // Annual Technical Conference and Exhibition. San-Antonio, 2006.
4. Якубов Р.Н., Антипин Ю.В., Лысенков В.А., Чеботарев А.В. О перспективе применения солянокислотных обработок скважин на поздней стадии разработки // Нефтегазовое дело. 2012. Т. 10. № 2. С. 22-27.
5. Тазиев М.М., Сагитов Д.К. Методические основы прогнозирования динамики процесса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважин // Нефтепромысловое дело. 2005. № 12. С. 25-29.
6. Сагитов Д.К. Накопление «визуального опыта» с целью дальнейшего прогнозирования процесса обводнения скважин на основе статистического моделирования // Нефтепромысловое дело. 2005. № 12. С. 30-35.
7. Mou J., Zhu D., Hill A.D. Acid-Etched Channels in Heterogeneous Carbonates - a Newly Discovered

References

1. Fedorov Yu.V. Povyshenie effektivnosti tekhnologii kislotnogo gidravlicheskogo razryva plasta [Improving the Efficiency of Acid Hydraulic Fracturing Technology]. *Neftpromyslovoe delo - Oil-field Engineering*, 2010, No. 11, pp. 39-45. [in Russian].
2. Bayazitova V.R., Lysenkov A.V. Rezultaty regressionnogo analiza effektivnosti gipano-kislotnykh obrabotok prizaboinykh zon skvazhin kizelovskogo gorizonta Kopei-Kubovskogo mestorozhdeniya [Results Regress the Analysis of Efficiency Gipan Acid Processings Chinks Kizelovsky Horizon of the Kopei-Kubovsky Deposit]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2009, Vol. 7, No. 1, pp. 57-61. [in Russian].
3. Abass H.H. et al. Acid Fracturing or Proppant Fracturing in Carbonate Formation? A Rock Mechanic's View. *Annual Technical Conference and Exhibition*. San-Antonio, 2006.
4. Yakubov R.N., Antipin Yu.V., Lysenkov V.A., Chebotarev A.V. O perspektive primeneniya solyanokislotnykh obrabotok skvazhin na pozdnei stadii razrabotki [On the Prospect of Using Hydrochloric Acid Formation Treatments at a Late Development Stage]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2012, Vol. 10, No. 2, pp. 22-27. [in Russian].
5. Taziev M.M., Sagitov D.K. Metodicheskie osnovy prognozirovaniya dinamiki protsessa obvodneniya dobyvayushchikh skvazhin na osnove promyslovoi geologo-tekhnicheskoi informatsii o stroenii ekspluatiruemykh ob'ektov i rezhimakh raboty skvazhin [Methodical Bases for Dynamics Forecasting of the Producing Wells Watering Process

Mechanism for Creating Acid-Fracture Conductivity // Society of Petroleum Engineers. 2010.

8. Mou J., Zhu D., Hill A.D. A New Acid Fracture Conductivity Model Based on the Spatial Distributions of Formation Properties // Society of Petroleum Engineers. 2010.

9. Settari A. Modeling of Acid-Fracturing Treatments // Society of Petroleum Engineers. 1993. P. 30-38.

10. Ганиев Ш.Р., Лысенков А.В. Статистическая оценка факторов, влияющих на эффективность солянокислотного воздействия // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 2. С. 51–55.

11. Alfred R., Jennings Jr. OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications // Enhanced Well Stimulation, 2003. 168 p.

12. Dong C. Acidizing of Naturally-Fractured Reservoir Formations: Cand. Engin. Sci. Diss. USA: The University of Texas at Austin, 2001.

13. Rodrigues V.F., Medeiros A.C.R. Limits of Fracture Conductivity Correlation Improvement through Acid Fracture Surface Characterization // Offshore Technology Conference. Brasil, 2011.

on the Basis of Field Geological and Technical Information on the Structure of Wells Operating Facilities And Modes]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2005, No. 12, pp. 25-29. [in Russian].

6. Sagitov D.K. Nakoplenie «vizual'nogo opyta» s tsel'yu dal'neishego prognozirovaniya protsessa obvodneniya skvazhin na osnove statisticheskogo modelirovaniya [Accumulation of «Visual Experience» for the Purpose of Further Forecasting the Process of Watering Wells on the Basis of Statistical Modeling]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2005, No. 12, pp. 30-35. [in Russian].

7. Mou J., Zhu D., Hill A.D. Acid-Etched Channels in Heterogeneous Carbonates - a Newly Discovered Mechanism for Creating Acid-Fracture Conductivity. *Society of Petroleum Engineers*, 2010.

8. Mou J., Zhu D., Hill A.D. A New Acid Fracture Conductivity Model Based on the Spatial Distributions of Formation Properties. *Society of Petroleum Engineers*, 2010.

9. Settari A. Modeling of Acid-Fracturing Treatments. *Society of Petroleum Engineers*, 1993. pp. 30-38.

10. Ganiev Sh.R., Lysenkov A.V. Statisticheskaya otsenka faktorov, vliyayushchikh na effektivnost' solyanokislotnogo vozdeistviya [Statistical Estimation of the Factors Affecting the Hydrochloric Acid Impact Effectiveness]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 2, pp. 51–55. [in Russian].

11. Alfred R., Jennings Jr. *OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications*. Enhanced Well Stimulation, 2003. 168 p.

12. Dong C. *Acidizing of Naturally-Fractured Reservoir Formations: Cand. Engin. Sci. Diss.* USA, The University of Texas at Austin, 2001.

13. Rodrigues V.F., Medeiros A.C.R. Limits of Fracture Conductivity Correlation Improvement through Acid Fracture Surface Characterization. *Offshore Technology Conference*. Brasil, 2011.

Авторы

• Ганиев Шамиль Рамилевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: ganiev.shml@rambler.ru

• Лысенков Алексей Владимирович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

The Authors

• Ganiev Shamil R.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduated Student of Exploration
and Exploitation of Oil and Gas-Oil Fields
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: ganiev.shml@rambler.ru

• Lysenkov Aleksey V., Candidate of Engineering
Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Exploration and Exploitation
of Oil and Gas-Oil Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru