



М.В. Дюкова
РГУНГ им. И.М. Губкина'
аспирант
mitrofanovamv@gmail.com

Анализ технологической эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

¹Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект 65.

Рассмотрены разделение на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности по пяти делениям, анализ кривой накопленной суммы среднегодовой технологической эффективности выборок геолого-технических мероприятий (гидроразрыв пласта, реперфорация, кислотная обработка призабойной зоны) по Парето

Ключевые слова: анализ; гидроразрыв пласта; объект; Ромашкинское месторождение; систематизация данных; деление по Парето; реперфорация

В ПАО «Татнефть» промышленное внедрение технологии гидроразрыва пласта началось в 1996 г. [1], и к 2017 г. было проведено свыше 1700 скважино-операций практически на всех объектах разработки. Накоплен достаточно большой промысловый материал по данной технологии.

При анализе эффективности ГРП на Ромашкинском месторождении использовалось боль-

шое количество публикаций, в частности методические работы [2–5]. Анализ литературных источников [6–10] показал, что причины недостижения запланированного эффекта от ГРП в отдельных скважинах всегда представляли интерес для отраслевых специалистов. Проведена обработка промысловых данных методами математической статистики и установлены корреляционные связи между различными действу-

Девонские отложения нефтяных месторождений ПАО "Татнефть"

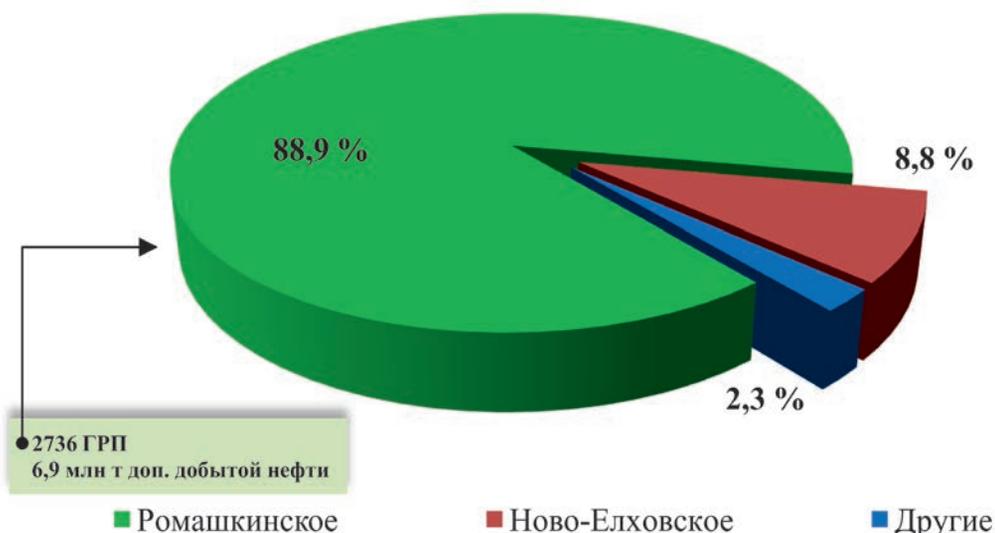


Рис. 1.
Объем внедрения ГРП в условиях девонской залежи нефтяных месторождений ПАО «Татнефть»

ющими факторами (объем закачки жидкости, масса проппанта, обводненность, дебит до ГРП, толщина интервала, коллекторские свойства и т.д.) и дебитом после ГРП.

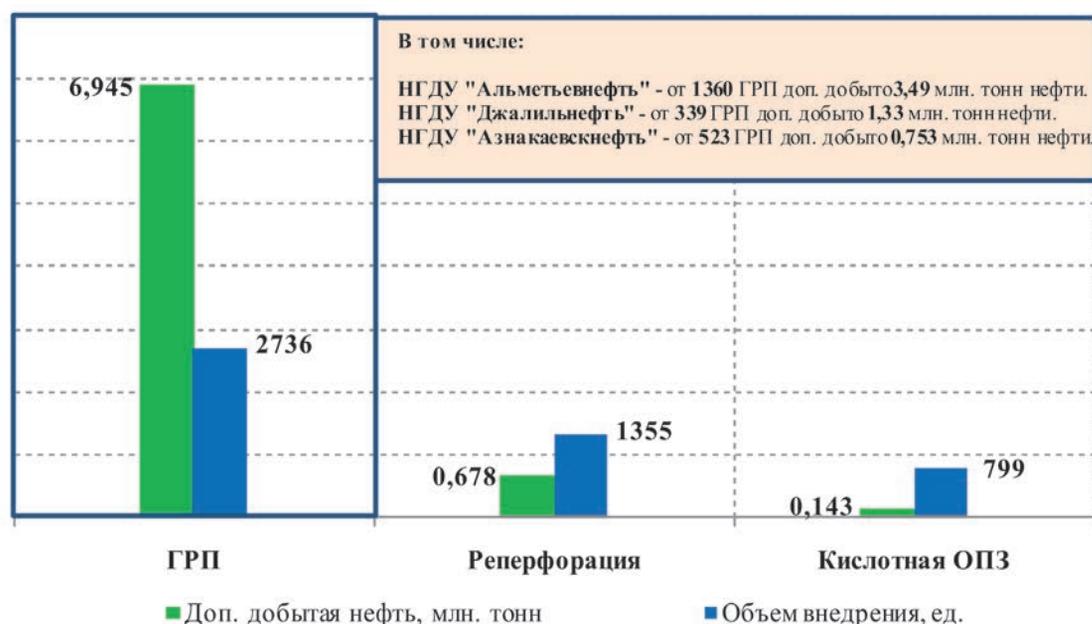
Распределение ГРП в ПАО «Татнефть» по объектам в условиях девонской залежи выглядит следующим образом (рис. 1). Абсолютное

большинство ГРП (88,9 %) реализовано на скважинах Ромашкинского месторождения.

Количество мероприятий, реализованных в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, составляет 2736 ед. ГРП, в результате которых дополнительно добыто более 6,9 млн т нефти.

Рис. 2.
Распределение видов ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»

Девонская залежь Ромашкинского месторождения



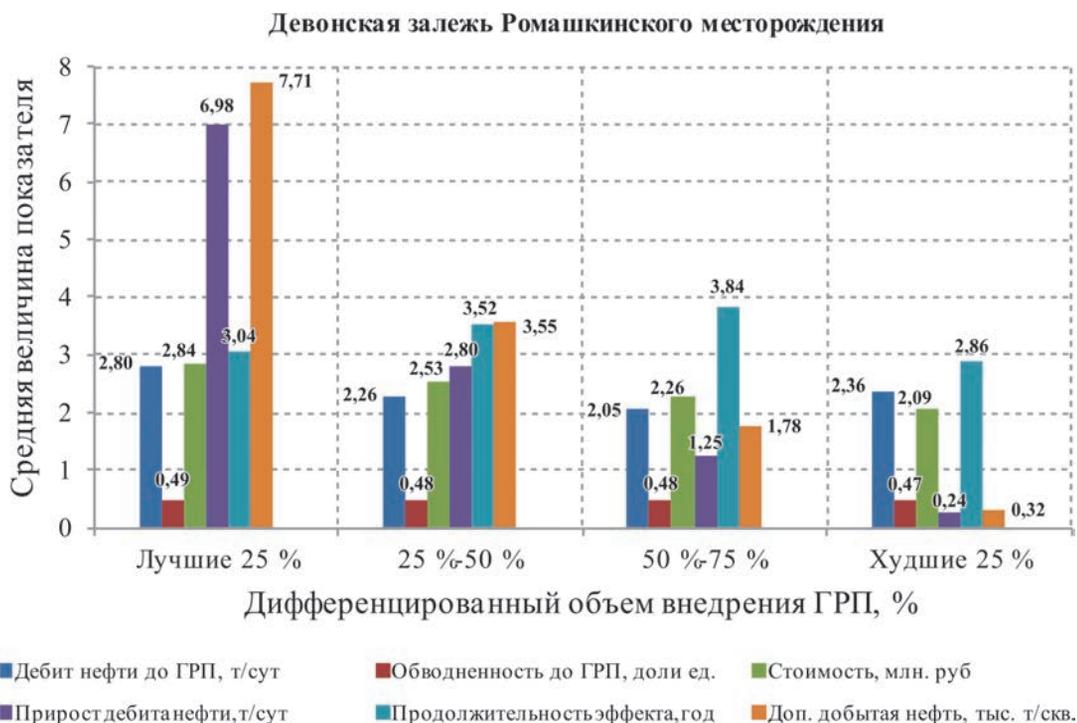


Рис. 3.
Дифференцированный объем внедрения ГРП по группам

На 1 января 2017 г. количество выполненных ГРП по НГДУ распределилось следующим образом: «Лениногорскнефть» – 500, «Альметьевнефть» – 1360, «Джалильнефть» – 339, «Азнакаевскнефть» – 523, «Бавлынефть» – 14. Максимальное количество дополнительно добытой нефти в результате ГРП наблюдается в НГДУ «Альметьевнефть» – более 3,4 млн т.

Для сравнения с ГРП в ПАО «Татнефть» было выполнено 1355 реперфораций и 799 кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) с технологической эффективностью более 678 тыс. т и 143 тыс. т, соответственно (рис. 2). Среднегодовая технологическая эффективность каждого геолого-технического мероприятия (ГТМ) составляет: ГРП – 2,2 млн т нефти; реперфорация – 245 тыс. т нефти; кислотная ОПЗ – 65 тыс. т нефти.

В ходе статистического анализа выявлено, что объем внедрения ГРП в результате ранжирования скважин по убыванию технологической эффективности можно разделить на 4 группы по 25%, каждая из которых включает в себя технологические показатели различной величины (рис. 3). В группу, где средние показатели (в частности, дебит нефти 6,98 т/сут, дополнительно добытая нефть 7,71 тыс. т/скв) выше средних показателей других групп, назовем условно «Лучшие 25%». Соответственно, в группе «Худшие 25%» средние показатели (дебит нефти 0,24 т/сут, дополнительно добытая нефть 0,32 тыс. т/скв), кратно меньше показателей

остальных групп. Как следует из приведенных данных, стоимость проведения ГРП изменяется от 2,09 (группа «Худшие 25%») до 2,84 млн руб. (группа «Лучшие 25%»), в среднем составляя 2,43 млн руб. с дебитом нефти до ГРП в среднем 2,4 т/сут (2,05–2,8 т/сут) и обводненностью в среднем, 48% (47–49%). Несмотря на приблизительно одинаковые величины показателей дебита нефти до ГРП в каждой группе, результат от проведения ГРП получаем различный. Разница между максимальным и минимальным значениями прироста дебита нефти (6,98 т/сут и 0,24 т/сут) и дополнительно добытой нефти (7,71 тыс. т/скв и 0,32 тыс. т/скв, соответственно) достигает порядка 90%. Согласно полученным данным, продолжительность эффекта от ГРП изменяется от 2,86 («Худшие 25%») до 3,84 года (группа «50–75%»), в среднем составляя 3 года.

Согласно полученным данным, исследуемые скважины с ГРП можно разделить на две части, условно назвав их «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП».

В дальнейшем при построении графиков значения технологической эффективности и суммы величин технологической эффективности были перемасштабированы в доли ед.

В табл. 1 отражены объем внедрения ГРП, доля среднегодовой технологической эффективности и суммарная доля среднегодовой технологической эффективности. Соответствующее распределение ранжированного объема внедрения ГРП приведено на рис. 4. Такая форма

Объем внедрения, доли ед.	Доля среднегодовой технологической эффективности, доли ед.	Суммарная доля среднегодовой технологической эффективности, доли ед.
0,1	0,319	0,214
0,2	0,170	0,456
0,3	0,123	0,618
0,4	0,093	0,738
0,5	0,072	0,830
0,6	0,052	0,898
0,7	0,035	0,946
0,8	0,022	0,978
0,9	0,009	0,995
1	0,000	0,999

Таблица 1.

Ранжирование объема внедрения ГРП по доле среднегодовой технологической эффективности

представления очень наглядна, т.к. четко проявляются группы объема внедрения ГРП, имеющие относительно высокую и низкую доли.

Весь объем внедрения дает в сумме 100% (или 1 долю ед.) среднегодовой технологической эффективности. Аппроксимируем распределение, приведенное на **рис. 4**, соответствующей формой кривой.

На **рис. 5** представлен характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП по девонской системе Ромашкинского месторождения. Проведем диагонали и оси симметрии образовавшегося квадрата, одна сторона которого объем внедрения, другая – при-

веденные параметры факта. Точки пересечений кривых с диагоналями и осями симметрии являются делением на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности.

Разделение на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности проводилось по пяти делениям: медиане, средней величине, Парето, половине суммы и равенству осевых координат. Численные значения делений получены в результате пересечения кривых накопленной суммы и упорядоченного по убыванию факта с диагоналями «прямоугольника» (деление по Парето, деление

Рис. 4.

Ранжирование объема внедрения ГРП по доле среднегодовой технологической эффективности девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»



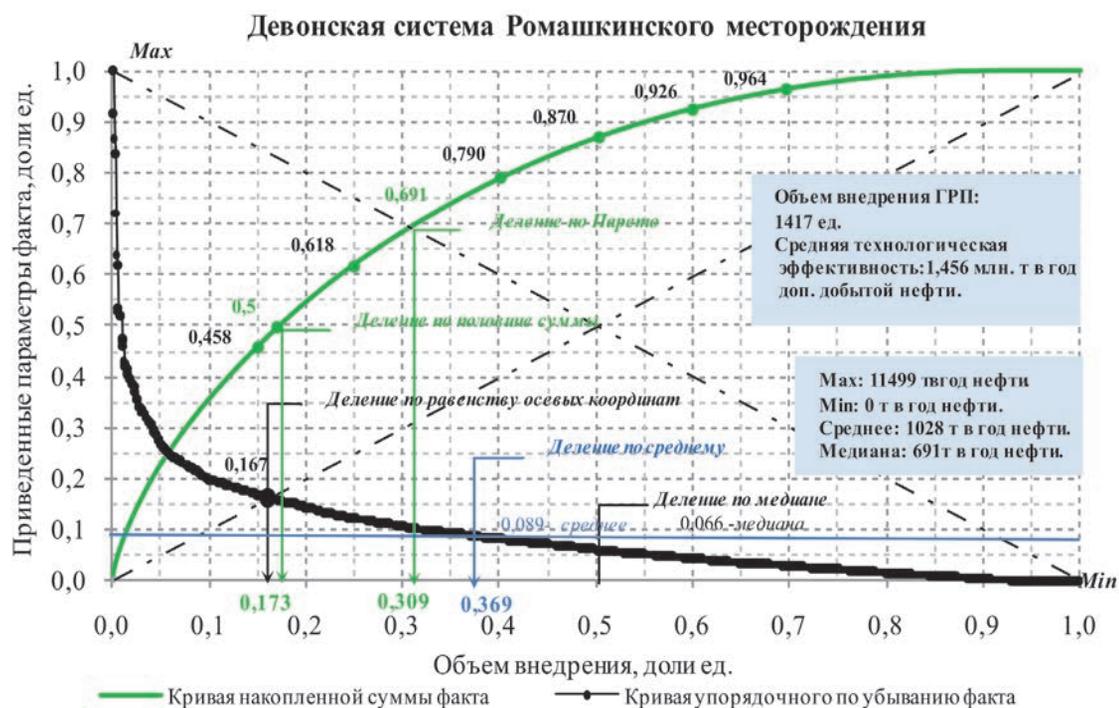


Рис. 5. Характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП девонской залежи Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»

по равенству осевых координат) и осями симметрии квадрата (деление по половине суммы, деление по медиане). Деление по средней величине получено в результате вычисления среднего числа (1028 т) ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности и определения его доли ед. по убыванию упорядоченного факта (0,066). Численные значения результатов всех делений занесены в **табл. 2**.

Отметим, что значение деления по Парето на **рис. 5** приближенное.

По формуле (1) определяем границу (промежуток значений, переходящий от «+» к «-») между меньшей и большей долей Парето:

$$d_i = 1 - (a_i + c_i), \quad (1)$$

где a_i – удельный порядковый номер ранга величины среднегодовой технологической эффективности, доли ед.;

Таблица 2.

Численные значения результатов деления на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности по девонской системе Ромашкинского месторождения

Деление на две части ранжированного по убыванию ряда величин среднегодовой технологической эффективности	Численные значения результатов расчетов (согласно ГРП $N_{ГРП}=1417$ и $q_{max}=11500$ т/год)								
	Первая часть ряда (лучшие)				Вторая часть ряда (остальные ГРП)				q_{av1} / q_{av2}
	Безразмерные		Размерные		Безразмерные		Размерные		
	x	y	N_1 , ед.	q_{av1} , т/скв.	1 - x	1 - y	N_2 , ед.	q_{av2} , т/скв.	
По медиане	0,5	0,868	708	1788	0,5	0,132	709	272	6,57
По средней величине	0,369	0,751	523	2096	0,631	0,249	894	406	5,16
По Парето	0,309	0,691	436	2314	0,691	0,309	981	457	5,01
По половине суммы	0,173	0,5	239	3047	0,827	0,5	1178	620	4,91
По равенству осевых координат	0,167	0,481	230	3058	0,833	0,519	1187	634	4,82

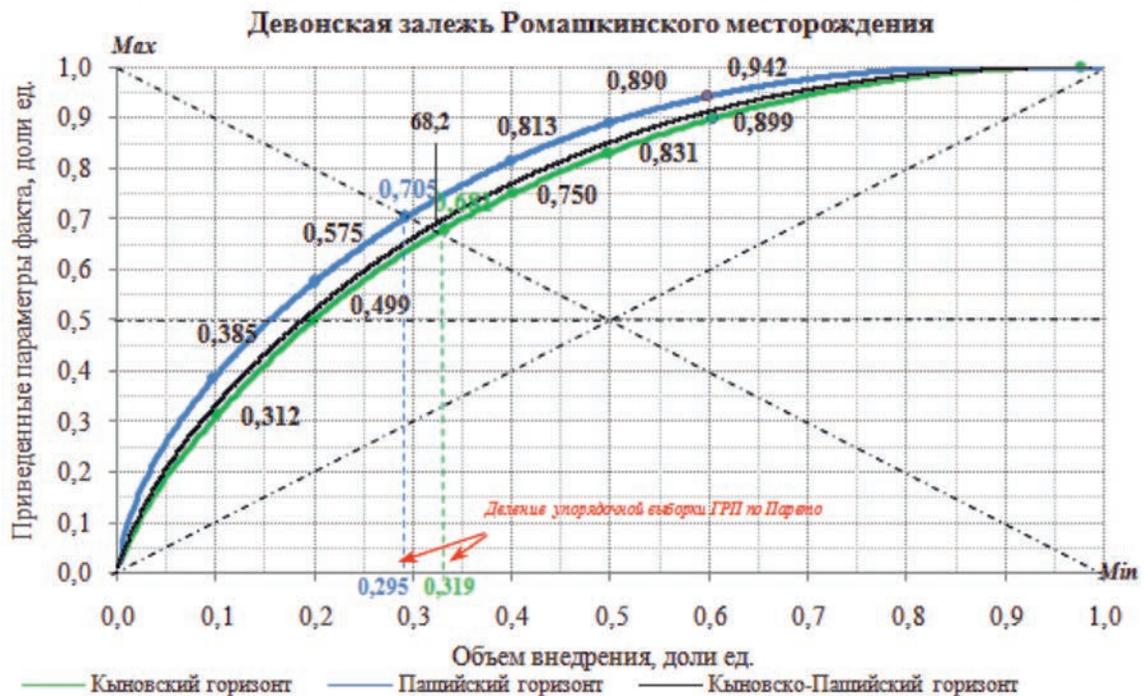


Рис. 6.
Характер распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП по горизонтам девонской залежи Ромашкинского месторождения

c_i – суммарная доля среднегодовой технологической эффективности порядковый номер ранга величины, доли ед.;

d_i – граница между меньшей и большей долей Парето.

Основываясь на формуле (2), предложенной С.К. Чепиком, определяем наиболее точное значение деления по Парето:

$$x = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{q_{\text{ср.м}}}{q_{\text{ср.б}}}}}, \quad (2)$$

где $q_{\text{ср.м}}$ – среднее значение среднегодовой технологической эффективности меньшей доли Парето;

$q_{\text{ср.б}}$ – среднее значение среднегодовой технологической эффективности большей доли Парето.

Для каждого деления в **табл. 2** приведены сведения образовавшихся двух частей («Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП») с результатом, представленным в размерных и безразмерных единицах.

На основании табличных чисел (**табл. 2**) делаем заключение: первая часть ряда «Лучшие ГРП» по всем делениям в среднем включает 30% (425 ед.) скважин с ГРП от общего объема внедрения, при этом среднегодовая технологическая эффективность составляет 70% (1,03 млн т нефти). Вторая часть ряда «Остальные ГРП» включает в себя 70% (992 ед.) скважин с ГРП от общего объема внедрения, при этом внося вклад

в среднегодовую технологическую эффективность лишь 30% (432 тыс. т нефти).

Деление по Парето является наиболее математически правильным с точки зрения систематизации данных по ГРП. Исходя из данного деления, можно получить остальные виды деления на две части ранжированного по убыванию ряда технологической эффективности, поэтому в дальнейшем результаты меньшей доли Парето назовем условно «Лучшие ГРП», результаты большей доли Парето – «Остальные ГРП».

Результаты проведенных расчетов по Парето показывают, что в части «Лучшие ГРП» 30,8% (436 ед.) скважин дают среднегодовую технологическую эффективность в объеме 69,2% (3,5 млн т нефти, среднее значение дебита нефти составляет 2314 т/скв). В части «Остальные ГРП» 79,2% (981 ед.) скважин дают 30,8% (1,2 млн т нефти, среднее значение дебита нефти – 457 т/скв) среднегодовой технологической эффективности (**табл. 2**). В части «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП» доля объема внедрения (0,308 и 0,692, соответственно) и доля накопленного результата (0,692 и 0,308, соответственно) в сумме дают 100%.

Отметим, что распределение среднегодовой технологической эффективности проводилось в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, данными которого являются скважины, вскрывшие кыновский, пашийский и кыновско-пашийский горизонты.

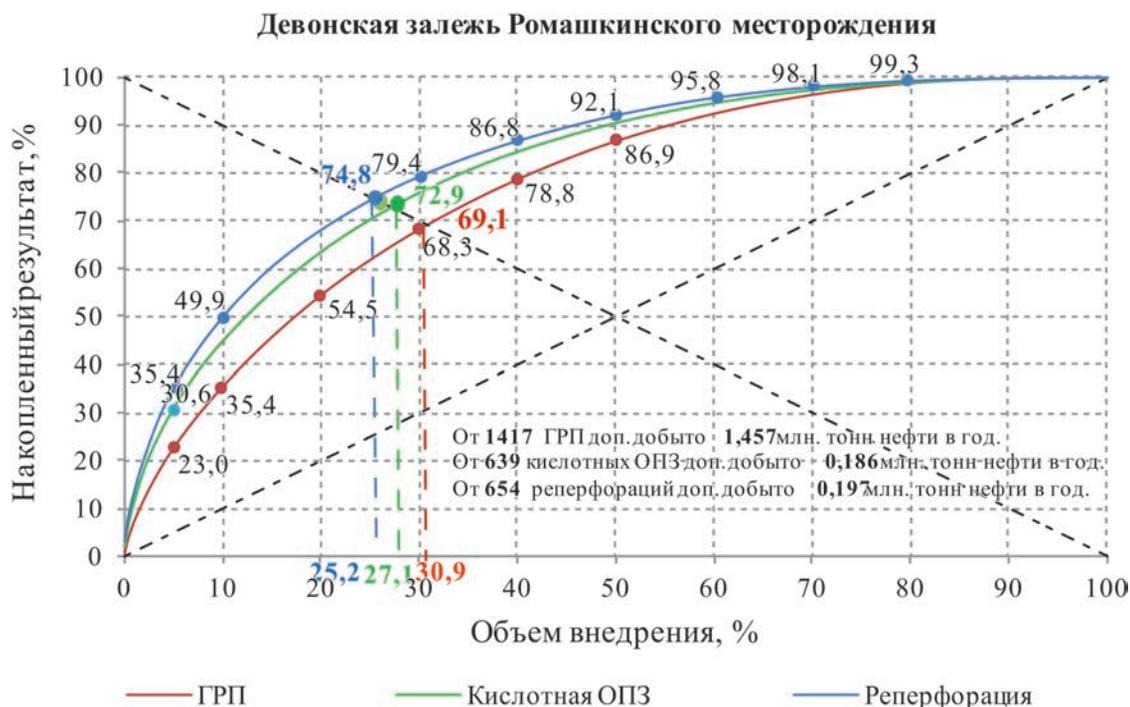


Рис. 7. Характер распределения накопленной суммы факта ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

На рис. 6 показано распределение среднегодовой технологической эффективности ГРП по горизонтам.

Согласно полученным данным, отмечается незначительное отличие в величинах среднегодовой технологической эффективности по результатам деления по Парето. В условиях кынов-

ского горизонта девонской залежи накопленная сумма факта чуть выше (70,5%), чем в условиях пашийского горизонта (68,1%) девонской залежи Ромашкинского месторождения. Накопленная сумма среднегодовой технологической эффективности кыновско-пашийского горизонта составляет 68,2%.

Таблица 3.

Численные значения деления на две части по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения

Наименование показателя	Деление на две части по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ: $\chi(\%) + \gamma(\%) = 100\%$ $\chi(\%)$ - доля объема внедрения, $\gamma(\%)$ - доля накопленного результата								
	ГРП			Кислотная ОПЗ			Реперфорация		
	В целом	Лучшие	Остальные	В целом	Лучшие	Остальные	В целом	Лучшие	Остальные
Доля в объеме внедрения, %	100	30,9	69,1	100	27,1	72,9	100	25,2	74,8
Доля в накопленном результате, %	100	69,2	30,9	100	72,9	27,1	100	74,8	25,2
Среднестатистические модели групп скважин									
Дебит нефти до ГТМ, т/сут	2,37	2,67	2,24	1,58	1,54	1,60	2,27	2,72	2,11
Обводненность до ГТМ, доли ед.	0,48	0,49	0,48	0,53	0,58	0,52	0,68	0,70	0,66
Прирост дебита нефти, т/сут	2,82	6,34	1,25	0,8	2,17	0,30	0,85	2,49	0,29
Продолжительность эффекта, год	3,31	3,05	3,43	2,68	2,65	2,69	3,05	2,76	3,21
Доп. добытая нефть, тыс. т/скв.	3,34	7,02	1,70	0,77	2,09	0,28	0,82	2,45	0,27

Таким образом, установлено, что скважины, реализованные в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, в целом отражают картину распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП и по продуктивным горизонтам.

На *рис. 7* представлена кривая накопленной суммы среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ (ГРП, реперфорация, кислотная ОПЗ). В результате деления по Парето упорядоченных по убыванию среднегодовой технологической эффективности выборок ГТМ видно, что максимальное значение (74,8%) накопленного результата среди представленных ГТМ при минимальном объеме (25,2%) наблюдается при реперфорации. На втором месте (72,9%) по наибольшему значению накопленного результата – кислотная ОПЗ. Минимальное значение (69,1%) накопленного результата среднегодовой технологической эффективности наблюдается у ГРП, при этом объем внедрения составляет 30,9%.

Результаты распределения накопленной суммы факта ГТМ занесены в *табл. 3*

Проследив характер распределения среднегодовой технологической эффективности реперфорации (*рис. 7*), можно отметить, что первая часть реперфорации («Лучшие») в меньшем объеме внедрения (25,2%) имеет большую долю в накопленном результате (74,8%), чем вторая часть («Остальные ГРП»), в которой при объеме внедрения 69,1% получаем долю от накопленного результата в 30,9%. Результаты проведенных расчетов показывают (*табл. 3*), что прирост дебита нефти и дополнительно добытая нефть в категории «Лучшая реперфорация» (2,44 т/сут и 2,45 т/скв, соответственно) превышают показатели в категории «Остальные ГРП» (1,25 т/сут и 1,70 т/скв). При этом отметим, что дебит нефти до ГРП («Остальные ГРП») и реперфорации («Лучшая реперфорация») составляет 2,24 т/сут и 3,12 т/сут, соответственно, а также продолжительность эффекта 3,43 года и 2,76 лет, соответственно.

Кислотная ОПЗ представлена в сравнении анализируемых ГТМ (ГРП и реперфорации), по результатам которой видно, что группа «Лучшие кислотные ОПЗ» (72,8%) приносит долю накопленного результата больше, чем группа «Остальные ГРП» (30,8%).

Выводы

1. Согласно полученным данным, исследуемый фонд скважин с ГРП на Ромашкинском месторождении разделили на две части ранжированного по убыванию ряда среднегодовой технологической эффективности, условно назвав их «Лучшие ГРП» и «Остальные ГРП». Разделение проводилось по пяти делениям: медиане, средней величине, Парето, половине суммы и ранвенству осевых координат. Деление по Парето является наиболее математически правильным с точки зрения систематизации данных по ГРП, поэтому в дальнейшем результаты меньшей доли Парето назвали условно «Лучшие ГРП», результаты большей доли Парето – «Остальные ГРП».

2. Результаты проведенных расчетов по Парето показывают, что в части «Лучшие ГРП» 26,1% скважин дают технологическую эффективность в объеме 73,9%, в части «Остальные ГРП» 73,9% скважин дают 26,1% технологической эффективности.

3. Установлено, что скважины, реализованные в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения, в целом отражают картину распределения среднегодовой технологической эффективности ГРП и по продуктивным пластам, таким как кыновский, пашийский и кыновскопашийский.

4. В результате распределения среднегодовой технологической эффективности реперфорации и ГРП установлен немаловажный факт: в категории «Лучшая реперфорация» в меньшем объеме внедрения (25,2%) наблюдается большая доля в накопленном результате (74,6%), чем в категории «Остальные ГРП» в объеме внедрения 69,1% с меньшим накопленным результатом (30,9%).

Литература

1. Ибрагимов Н.Г. и др. Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 32–36.
2. Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О текущих результатах и перспективах применения ГРП на добывающем фонде скважин НГДУ «Альметьевнефть» // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан. Сб. докл. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию образования ОАО «Татнефть», 28 мая 2010 г. Альметьевск. 2010. Ч. 1. С. 88–91.
3. Красников С. Эффективный гидроразрыв пласта // Нефтяник «Альметьевнефти». 2012. № 10. С. 4–5.
4. Леванова Е.В. Анализ влияния технологических показателей разработки на эффективность применения ГРП // Материалы научной сессии ученых, 26–17 апреля 2012 г. Альметьевск: АГНИ. 2012. С. 111–114.

5. Леванова Е.В. Результаты анализа выработки горизонтов D1D0 по различным объектам Ромашкинского месторождения для различных параметров разработки // Нефть и газ. 2011. № 4. С. 40–43.
6. Сапожников А.Е., Муравьев А.Е. Особенности проведения ГРП в терригенных коллекторах месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 5. С. 46–49.
7. Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. Т. 1. 490 с. Т. 2. 286 с.
8. Гавриленко А.И. ГРП как метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов месторождений Республики Беларусь // Интервал. 2007. № 9. С. 4–9.
9. Третьяков С.В. Анализ эффективности применения повторного гидроразрыва ГРП (на примере месторождений, разрабатываемых ОАО «Сибнефть») // Нефтепромысловое дело. 2005. № 11. С. 74–79.
10. Курамшин Р.М. Оценка влияния применения гидроразрыва пласта на объеме вовлекаемых в разработку запасов нефти // Нефтепромысловое дело. 1999. № 4. С. 24–25.

UDC 622.276.66

M.V. Dyukova, graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas¹, mitrofanovamv@gmail.com

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 65 Leninsky ave. Moscow, 119991, Russia.

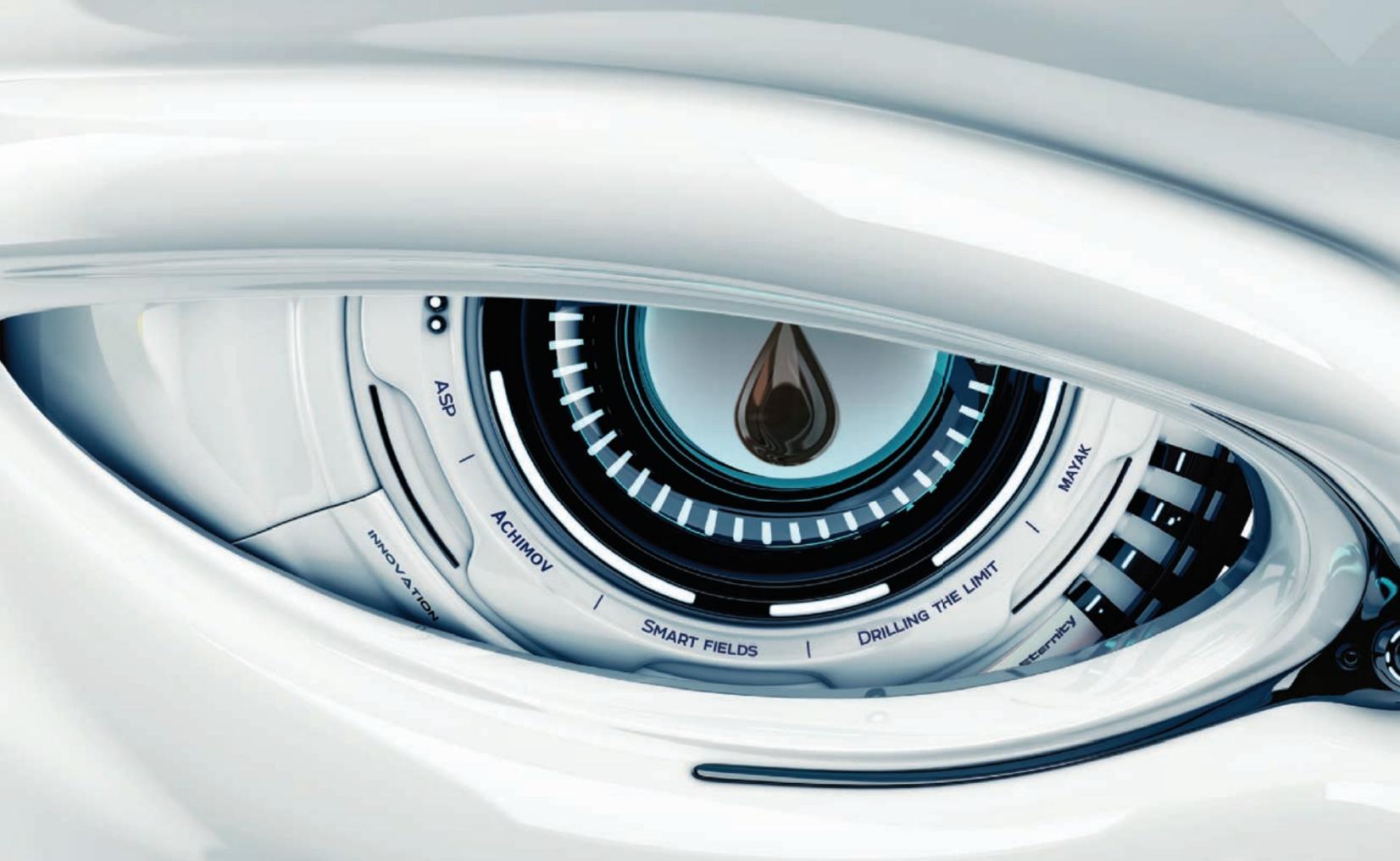
Analysis of technological Hydraulic Fracturing Efficiency in Devonian Reservoirs of the Romashkinskoye Field

Abstract. The paper presents the ranking of a series of well stimulation operations (hydraulic fracturing, reperforation, acid treatment) by average annual technological efficiency sorted in descending order. A curve of cumulative average annual technological efficiency is also analyzed.

Keywords: analysis; hydraulic fracturing; an object; Romashkinskoye Field; data classification; Pareto distribution; perforation

References

1. Ibragimov N.G. i dr. *Geomekhanicheskie usloviia effektivnogo primeneniia kislotnogo gidrorazryva plastov* [Geomechanical conditions of effective application of acidic hydraulic fracturing]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, no. 7, pp. 32–36.
2. Gumarov N.F., Ganiev B.G., Karpova O.M. *O tekushchikh rezul'tatakh i perspektivakh primeneniia GRP na dobyvaiushchem fonde skvazhin NGDU «Al'met'evneft'»* [On the current results and prospects of the application of hydraulic fracturing in the production wells of the oil and gas production department of Almet'yevneft]. Proc. Cjnf. "Proshloe, nastoiashchee i budushchee neftianykh mestorozhdenii v Respublike Tatarstan" [The past, present and future of oil deposits in the Republic of Tatarstan], 28 May 2010, Almet'yevsk, 2010, part 1, pp. 88–91.
3. Krasnikov S. *Effektivnyi gidrozryv plasta* [Effective fracturing]. *Neftianik «Al'met'evnefti»* [Oilman of Almet'yevneft], 2012, no. 10, pp. 4–5.
4. Levanova E.V. *Analiz vliianiia tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki na effektivnost' primeneniia GRP* [Analysis of the impact of technological development indicators on the effectiveness of hydraulic fracturing]. Proc. scientific session of scientists, 26–17 April 2012, Almet'yevsk, AGNI Publ., 2012, pp. 111–114.
5. Levanova E.V. *Rezultaty analiza vyrobotki gorizontov D1D0 po razlichnym ob'ektam Romashkinskogo mestorozhdeniia dlia razlichnykh parametrov razrabotki* [The results of the analysis of the development of the D1D0 horizons for various objects of the Romashkinskoye field for various development parameters]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 2011, no. 4, pp. 40–43.
6. Sapozhnikov A.E., Murav'ev A.E. *Osobennosti provedeniia GRP v terrigenykh kolektorakh mestorozhdenii vysokoviazkikh neftei Udmurtskoi Respubliki* [Features of hydraulic fracturing in terrigenous reservoirs of high-viscosity oil deposits in the Udmurt Republic]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»* [Scientific and technical bulletin of OJSC "NK" Rosneft "], 2007, no. 5, pp. 46–49.
7. Muslimov R.Kh. i dr. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiia Romashkinskogo neftianogo mestorozhdeniia* [Geology, development and operation of the Romashkinskoye oil field]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1995, vol. 1, 490 p; vol. 2, 286 p.
8. Gavrilenco A.I. *GRP kak metod intensivifikatsii dobychi nefi iz nizkopronitsaemykh plastov mestorozhdenii Respubliki Belarus'* [Hydraulic fracturing as a method of intensification of oil production from low-permeability reservoirs of the Republic of Belarus]. *Interval* [Interval], 2007, no. 9, pp. 4–9.
9. Tret'iakov S.V. *Analiz effektivnosti primeneniia povtornogo gidrorazryva GRP (na primere mestorozhdenii, razrabatyvaemykh OAO «Sibneft'»)* [Analysis of the effectiveness of the application of repeated hydraulic fracturing (on the example of fields developed by JSC Sibneft)]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield business], 2005, no. 11, pp. 74–79.
10. Kuramshin R.M. *Otsenka vliianiia primeneniia gidrorazryva plasta na ob'eme vovlekaemykh v razrabotku zapasov nefi* [Assessment of the impact of hydraulic fracturing on the amount of oil involved in the development of oil]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield business], 1999, no. 4, pp. 24–25.



CHANGE THE GAME  EMPOWER FUTURE

Открываем новые горизонты. Заряжаем энергией будущее