

СТАТЬИ

УДК 622.279.6

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ
ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
НА СКВАЖИНАХ КЫРТАЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

¹Ладенко А.А., ²Щелканов Д.В., ³Сафиуллина Е.У., ³Кусова Л.Г.

¹ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар,
e-mail: saha-ladenko@yandex.ru;

²ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта,
e-mail: dimasik.krasavchik@mail.ru;

³ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург,
e-mail: Safiullina_EU@pers.spmi.ru, kusovalisa@gmail.com

В статье описывается геолого-физическая характеристика Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Печорском районе Республики Коми, рассматриваются показатели разработки месторождения, такие как добыча нефти, добыча жидкости, обводнённость продукции. Показано, что на Кыртаельском месторождении в период с января 2016 г. по декабрь 2018 г. было проведено 68 геолого-технических мероприятий, в которые входила обработка скважины кислотными композициями, 8 скважино-операций по гидроразрыву пласта и 35 операций по реперфорации скважин. Малое количество операций по гидроразрыву пласта связано с дороговизной проведения данного мероприятия. Показано, что при применении обоих методов (гидроразрыв пласта и реперфорация скважин) основной причиной неудовлетворительных результатов воздействия на скважину является низкое пластовое давление и плохая гидродинамическая связь с нагнетательными скважинами. Проводится анализ геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения. В статье рассмотрены результаты проведения данных мероприятий. Сделан вывод, что в среднем на скважинах, где проводилась только спиртокислотная обработка, эффективность составляла 55%, а по скважинам, где проводились геолого-технические мероприятия, в которые входили не только спиртокислотные обработки, эффективность составила 64%. Можно предположить, что основную долю эффективности приносят спиртокислотные обработки. Максимальный результат был достигнут при толщине пластов 30–40 м; при толщинах 40–65 м также были достигнуты высокие результаты. В диапазоне 20–30 м и 65–125 м был достигнут положительный эффект, но относительно низкий. Можно предположить, что основную долю эффективности геолого-технических мероприятий, в которых применялись ещё и другие мероприятия, приносят кислотные обработки.

Ключевые слова: анализ проведения геолого-технических мероприятий, общие сведения о проведённых ГТМ, гидроразрыв пласта, реперфорация пластов, анализ спиртокислотных обработок скважин, прирост добычи нефти от проведения ГТМ, эффективность применения обработок

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CONDUCTING GEOLOGICAL
AND TECHNICAL MEASURES ON THE WELLS
OF THE KYRTAELSKOYE FIELD**

¹Ladenko A.A., ²Schelkanov D.V., ³Safiullina E.U., ³Kusova L.G.

¹Kuban State Technological University, Krasnodar, e-mail: saha-ladenko@yandex.ru;

²Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: dimasik.krasavchik@mail.ru;

³Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, e-mail: Safiullina_EU@pers.spmi.ru

The article describes the geological and physical characteristics of the Kyrtaelskoye oil and gas condensate field located in the Pechora region of the Komi Republic, considers the indicators of field development, such as oil production, fluid production, water cut. It is shown that on the Kyrtaelskoye field, 68 geological and technical measures were carried out in the period from January 2016 to December 2018, which included treatment of the well with acid compositions, 8 well operations for hydraulic fracturing and 35 operations for reperforation of wells. A small number of hydraulic fracturing operations is associated with the high cost of this event. It is shown that when using both methods (fracturing reperforation of wells), the main reason for unsatisfactory results of the impact on the well is low reservoir pressure and poor hydrodynamic communication with injection wells. An analysis of geological and technical measures at the wells of the Kyrtaelskoye field is carried out. The article discusses the results of these activities. It was concluded that, on average, for wells where only alcoholic acid treatment was carried out, the efficiency was 55%, and for wells where geological and technical measures were carried out, which included not only alcoholic acid treatments, the efficiency was 64%. It can be assumed that the main share of efficiency comes from alcoholic acid treatments. The maximum result was achieved with seam thicknesses of 30–40 m; good results were also achieved at the thickness of 40–65 m. In the range of 20–30 m and 65–125 m, a positive effect was achieved, but relatively low. It can be assumed that the main share of the effectiveness of geological and technical measures, in which other measures were also used, are brought by acid treatments.

Keywords: analysis of geological and technical measures, general information about the conducted geological and technical measures, hydraulic fracturing, reperforation of layers, analysis of alcoholic acid treatments of wells, increase in oil production from geological and technical measures, effectiveness of the application of treatments

Кыртаельское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Печорском районе Республики Коми, в 15 км к юго-западу от г. Печора.

Месторождение открыто в 1969 г., разведочные работы завершены в 1976 г., в разработку введено в 1988 г. на основную залежь нефти старооскольского надгоризонта.

На месторождении открыты и в различной степени разведаны три залежи нефти в верхнеэйфельских отложениях (3, 2 и 1 пласты), две залежи нефти и одна газоконденсатнонефтяная (основной объект) в старооскольских отложениях среднего девона, три залежи (нефтяная, нефтегазоконденсатная и газоконденсатная) в песчаниках нижней пачки и две залежи (нефтегазоконденсатная и газоконденсатная) в песчаниках верхней пачки джьерских отложений верхнего девона. Залежи старооскольских отложений являются основным объектом разработки и вмещают большую часть запасов углеводородов месторождения.

На Кыртаельском месторождении в период с января 2016 г. по декабрь 2018 г. было проведено 68 геолого-технических мероприятий, в которые входила обработка скважины кислотными композициями, 8 скважино-операций по гидроразрыву пласта и 35 операций по реперфорации скважин. Ниже проведён анализ эффективности проведения ГТМ на Кыртаельском месторождении [1–3].

В статье будет проведён анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на Кыртаельском месторождении и рассмотрены технологии проведения солянокислотных обработок

пласта, гидроразрыва пласта и реперфорации скважин.

Материалы и методы исследования

Гидроразрыв пласта

В рассматриваемый период было проведено 8 операций по гидроразрыву пласта [4]. Информация о результатах проведения гидроразрыва пласта представлена в табл. 1.

Гидроразрывы проводились в скважинах, пласты которых характеризуются высокими коллекторскими свойствами: по геофизическим исследованиям скважин пористость колеблется от 13 до 22%, проницаемость – от 0,002 до 0,329 мкм². Исключение составили скважины № 4233 и 5123, пласты которых представлены низкопроницаемыми песчаниками. На рис. 1 представлена гистограмма сравнения дебита нефти по скважинам до и после проведения ГРП.

Как видно из рис. 1, по скважинам № 4233 и 5112 прирост добычи нефти незначителен (около 2 т/сут), а по скважине № 1045 наблюдается снижение добычи. Причиной неэффективной операции в скважине № 1045 является низкое пластовое давление. На работе данной скважины не сказывается влияние нагнетательных скважин № 100 и 1037. Из-за наличия на этом участке двух тектонических нарушений гидродинамическая связь с ними, видимо, отсутствует. Специальные исследования (гидропрослушивание) не проводились. По предварительным результатам закачки трассеров в нагнетательную скважину № 1037, выполненную в 2004 г., лишь 2% объёма закачиваемой воды достигает скважины № 1045.

Таблица 1

Результаты проведения ГРП

№ скважины	Характеристика работы скважин					
	до ГТМ			после ГТМ		
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнённость, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнённость, %
4233	10,8	14,8	26,7	14,1	19,3	27,1
48	23,6	25,2	6,6	36,5	40,2	9,4
5112	4,7	4,9	4,0	6,6	7,0	6,4
5123	10,3	10,9	5,2	16,4	17,3	5,3
4223	7,5	8,3	9,0	21,1	23,7	11,0
4228	7,5	8,4	10,3	27,3	91,2	70,1
1045	48,3	49,3	1,9	24,5	28,0	12,5
1537	9,4	15,9	40,9	26,9	28,1	4,2

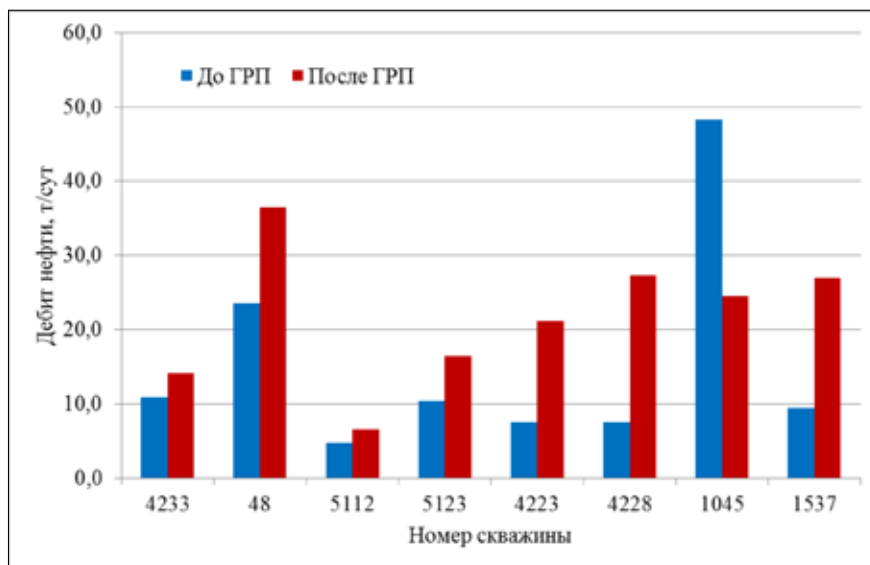


Рис. 1. Распределение добычи нефти до и после проведения ГРП

Невысокие результаты после проведения ГРП получены в скважине № 4233 по причине расположения её в пределах залежи южного купола. Участок пласта к моменту проведения ГРП разрабатывался на естественном режиме, не была сформирована система заводнения. Средневзвешенное пластовое давление составило 10–11 МПа, что ниже начального, которое принято по данному пласту равным 16 МПа.

Дополнительная добыча нефти по всем скважинам составила 80827 т, среднее время продолжительности эффекта – 847 сут., средний прирост дебита за время эффекта 13,6 т/сут.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) невысокие показатели эффективности мероприятий в скважинах V объекта и отсутствие эффекта от ГРП на I объекте обусловлены в первую очередь низким уровнем энергетического состояния пластовой системы;

2) оценка эффективности мероприятий по ГРП затруднена в связи с отсутствием геофизических исследований работы скважин до и после воздействия;

3) обобщение опыта работ, проведённых на месторождении, указывает на необходимость строгого отбора скважин-кандидатов на ГРП и применение адаптированных технологий гидроразрывов по совокупности геолого-технологических критериев [5, 6].

Реперфорация пластов

Для повышения продуктивности добывающих скважин на Кыртаельском

месторождении используются перфорационные работы, в число которых входит перестрел (или реперфорация) ранее перфорированных интервалов и дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов.

Кроме использования данных работ в качестве самостоятельного метода повышения продуктивности скважин, перфорационные работы проводятся также в составе мероприятий вторичного освоения скважин, подготовки гидроразрыва пласта и при ремонтно-изоляционных работах [7].

За рассматриваемый период было проведено 35 операций по реперфорации пластов. Обычно реперфорации проводились в сочетании с другими методами обработки призабойной зоны (термобарическими, акустическими и кислотными). Результаты проведения реперфорации скважин представлены в табл. 2.

На рис. 2 показано распределение добычи нефти до и после проведения реперфорации. Дополнительная добыча нефти за счёт проведения реперфорации скважин составляет 240127 т по всем скважинам, средняя продолжительность эффекта 328 сут, прирост добычи составил 20,9 т/сут на скважину.

Таким образом, результаты реперфорации пластов указывают на высокую эффективность в условиях достаточного запаса пластовой энергии и позволяют считать реперфорацию пластов одним из основных методов интенсификации добычи нефти на перспективу [8, 9].

Эффект проведения реперфорации

№ скважины	Характеристика работы скважин					
	до ГТМ			после ГТМ		
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнёность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнёность, %
48	23,6	23,6	0	23,6	25,2	6,6
1108	76,7	78,8	2,8	84	85,7	2
4152	3,3	4	16,7	36,1	50	27,8
6066	4,1	4,4	8,2	7,3	7,9	7,6
1035	17,8	21,4	16,8	19,9	33,5	40,7
4163	15,5	16	2,9	22,5	25,7	12,2
1061	55,6	56,6	1,7	64,7	66,7	3
4108	18,6	18,9	1,7	9,1	9,2	1,1
4054	6,3	7,4	13,9	6,4	6,6	2,3
5098	15,5	52,9	70,7	24,7	115,5	78,6
5112	6,6	7	5,8	8,4	9,5	11,4
1125	67,2	73,7	8,9	8,3	18,8	56
6	38,9	89,6	56,6	51,1	96,8	47,2
1045	15,2	20,9	27,4	47,8	58,4	18,1
1062	0	0,0	100	21,5	36,4	41
1121	2,4	27,0	91,1	0,6	10,7	94,4
1060	0	0,0	100	9,9	11,1	11
1118	1,1	10,1	89,1	11,3	29,0	61,1
1090	56,6	64,4	12,1	7,4	19,5	62
1045	10,2	18,9	46	6,2	20,0	69
1069	3,2	20,0	84	43,1	62,6	31,2
1011	0,7	43,8	98,4	36,6	107,6	66
61	11,1	12,2	8,9	9,4	13,6	31
1142	14,2	32,7	56,6	16,1	35,3	54,4
6018	31,8	43,8	27,4	26,6	49,8	46,6
4411	1,4	12,8	89,1	14,1	39,2	64
1020	7,8	8,9	12,1	6,6	8,5	22,2
5110	11,1	14,7	24,4	24,1	27,4	12,1
2210	36	43,9	18	33	48,7	32,2
1313	14	35,9	61	19,9	48,3	58,8
5062	0	0,0	100	0	0,0	100
6421	12,2	18,0	32,2	14,8	21,5	31,1
5220	4,6	11,2	58,8	4	13,3	69,9
44	9,1	25,6	64,4	16,1	32,1	49,9

Анализ спиртокислотных обработок скважин

На Кыртаельском месторождении в период с января 2016 г. по декабрь 2018 г. было проведено 33 геолого-технических мероприятий, в которые входила обработка скважины кислотными композициями. Только 11 из них не сопровождались дополнительными мероприятиями. Анализируя полу-

ченные результаты можно прийти к следующим выводам: из 33 обработок скважин на 30 скважинах удалось добиться положительного эффекта, но нужно учесть, что две скважины, на которых добиться положительного эффекта не удалось, находились в бездействии. В скважине № 101 после проведения ГТМ вовсе прекратился приток жидкости.

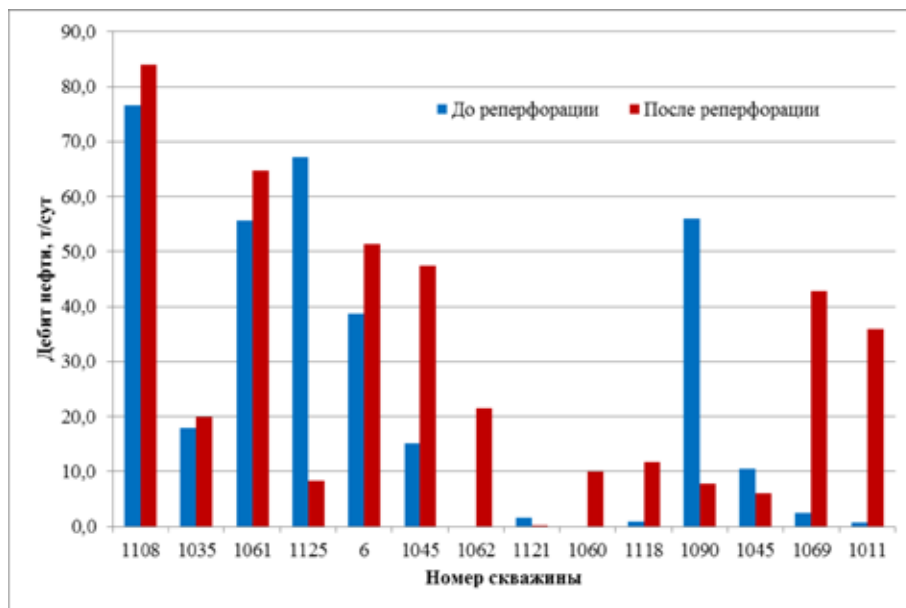


Рис. 2. Распределение добычи нефти до и после проведения реперфорации

В среднем прирост добычи нефти от проведения ГТМ составляет 12,6 т/сут, или 49,7%. Если не учитывать те скважины, по которым эффект от проведения ГТМ был отрицательным, то положительный эффект получается 16,3 т/сут, или 61,6%.

Оценить эффективность применения кислотных обработок призабойной зоны пласта, основываясь на результатах проведения ГТМ на скважинах, где помимо спиртокислотных обработок применялись другие методы, некорректно, так как сложно оценить влияние именно кислотного воздействия. Далее проанализированы дан-

ные по 11 мероприятиям, где проводилась только кислотная обработка [10]. На рис. 3 и 4 приведены сравнительные диаграммы добычи нефти и обводнённости до и после проведения спиртокислотных обработок.

Из рис. 3 видно, что 10 из 11 обработок скважин привели к увеличению дебита скважины. На одной скважине добиться положительного эффекта не удалось. Скважина № 344 находилась в текущем бездействии, что могло повлиять на результаты. Повторное проведение спиртокислотных обработок спустя 3 месяца на этой скважине не дало положительный эффект.

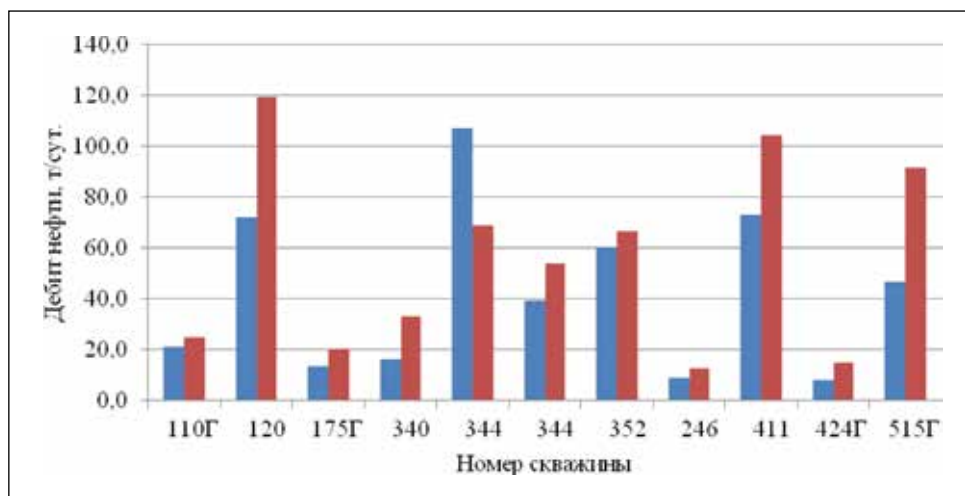


Рис. 3. Сравнительная диаграмма дебита нефти до и после обработки скважин

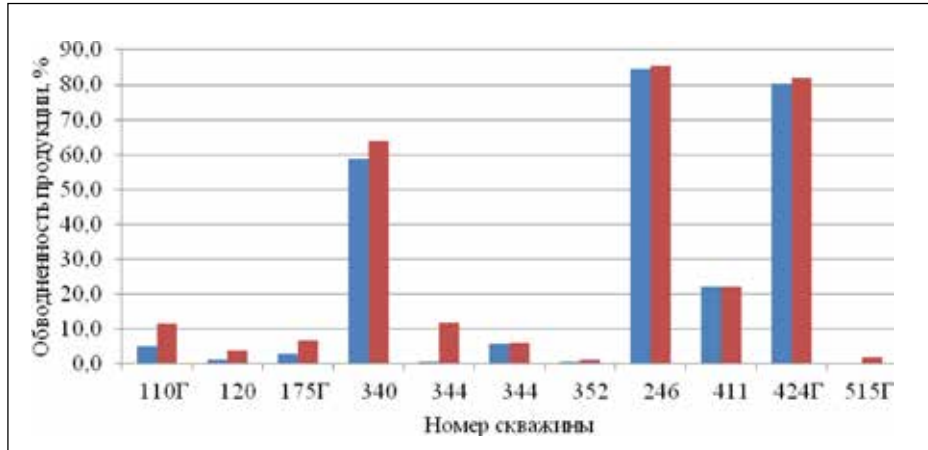


Рис. 4. Сравнительная диаграмма обводнённости продукции до и после обработки скважин

Дополнительная добыча нефти после проведения спиртокислотных обработок в среднем составляет 13,1 т/сут, или 46,8%. Дополнительная добыча по скважинам, где был получен положительный эффект, в среднем 18,3 т/сут, или 55,1%.

Как видно из рис. 4, обводнённость продукции по всем скважинам либо не изменилась, либо увеличилась. На скважинах № 352, 246, 411, 424Г и 515Г и при вторичной обработке скважины № 344 обводнённость увеличилась менее чем на 2%. Максимально обводнённость скважины увеличилась при первичной обработке скважины № 344 на 11%. На это могло повлиять то, что скважина находилась в текущем бездействии. На остальных скважинах обводнённость увеличилась от 2 до 6% [11, 12].

Результаты исследования и их обсуждение

В связи с тем, что отрицательный эффект при проведении спиртокислотной обработки был получен только при первичной обработке скважины № 344, вероятней всего, это произошло по причине нахождения скважины в текущем бездействии (техрежим скважины считается таким, каким он был до остановки). Также скважина № 344 подвергалась повторной обработке. Поэтому в дальнейшем анализе результаты первичной обработки не учитывались.

Рассмотрим влияние толщины пласта, вскрытого скважиной, на эффективность кислотной обработки ПЗП. График зависимости приведён на рис. 5.

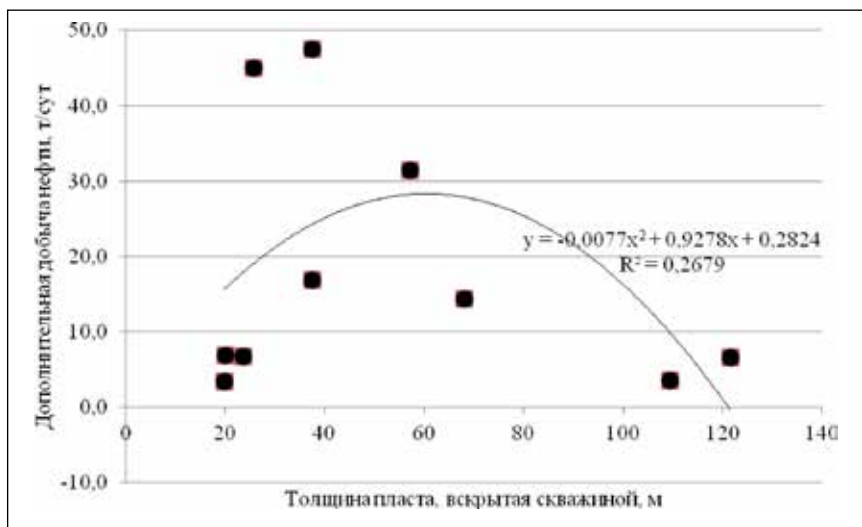


Рис. 5. Зависимость дополнительной добычи нефти от толщины пласта: y – функция квадратичной зависимости; R^2 – коэффициент детерминации

Как видно из рис. 5, ни прямой, ни обратной зависимости дополнительной добычи нефти от толщины пласта не существует. Видно, что минимальный прирост добычи нефти в среднем 5 т/сут достигается по скважинам с минимальной толщиной (до 25 м) и с максимальной толщиной (более 100 м). Наибольшего эффекта удалось добиться на скважинах с толщиной пласта 30–40 м.

Максимальный коэффициент детерминации был достигнут при построении полиномиальной линии тренда, он равен 0,27. Это говорит о том, что зависимости между этими параметрами практически нет.

Для более объективного сравнения рассмотрим зависимость относительного увеличения дебита скважины в процентах (эффективность ГТМ) от толщины пласта (рис. 6).

Как видно из рис. 6, минимальная эффективность (менее 20%) была достигнута при минимальной (20 м) и максимальной (123 м) толщине пласта. Максимальная эффективность достигнута на скважинах с толщиной пласта 21–39 м.

Максимальный коэффициент детерминации был достигнут при построении полиномиальной линии тренда, он равен 0,31. Это говорит о том, что зависимости между этими параметрами практически нет.

Анализируя рис. 5 и 6, можно сделать вывод, что зависимости какого-либо отношения эффективности спиртокислотных обработок от толщины пласта, вскрываемой скважиной, практически нет, но при этом можно сказать, что максимальный результат был до-

стигнут при толщинах пластов 30–40 м; при толщинах 40–65 м также были достигнуты высокие результаты. В диапазоне 20–30 м и 65–125 м был достигнут положительный эффект, но относительно низкий [13, 14].

Рассмотрим зависимость эффективности спиртокислотных обработок от начального дебита скважин до его обработки. На рис. 7 приведена зависимость дебита нефти скважины до и после обработки.

Как видно из рис. 7, между параметрами дебитов нефти до и после обработки прослеживается определённая линейная зависимость. Если построить линию тренда, получим коэффициент детерминации, равный 0,623, что также говорит о некой зависимости между этими параметрами.

Также стоит сравнить эффективность от проведения спиртокислотных обработок в безразмерных величинах. Для этого сравним зависимость эффективности ГТМ в процентах от начального дебита скважины (рис. 8).

Из рис. 8 видно, что зависимости между этими параметрами не существует, что и подтверждает коэффициент детерминации, равный 0,042.

Заключение

Исходя из зависимостей, представленных на рис. 7 и 8, можно сделать вывод, что всё-таки прогнозировать эффективность проведения спиртокислотных обработок, исходя из режима работы скважины, не стоит.

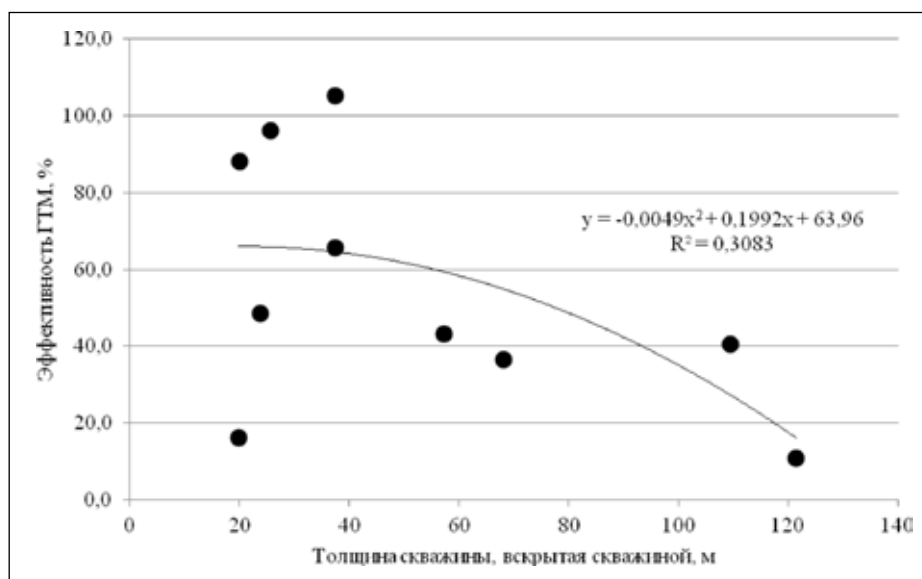


Рис. 6. Зависимость эффективности ГТМ от толщины пласта:
у – функция квадратичной зависимости; R^2 – коэффициент детерминации

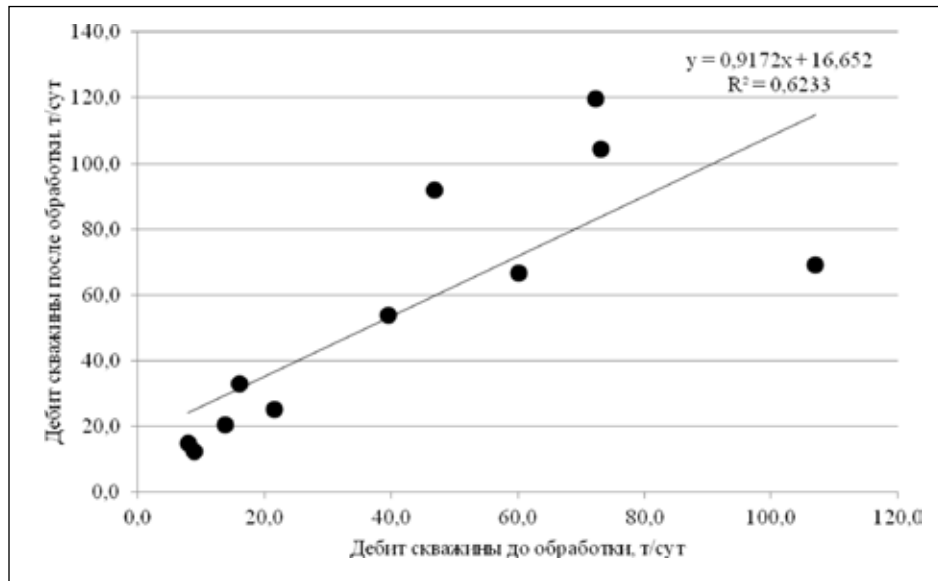


Рис. 7. Зависимость дебита нефти скважины до и после обработки:
у – функция линейной зависимости; R^2 – коэффициент детерминации

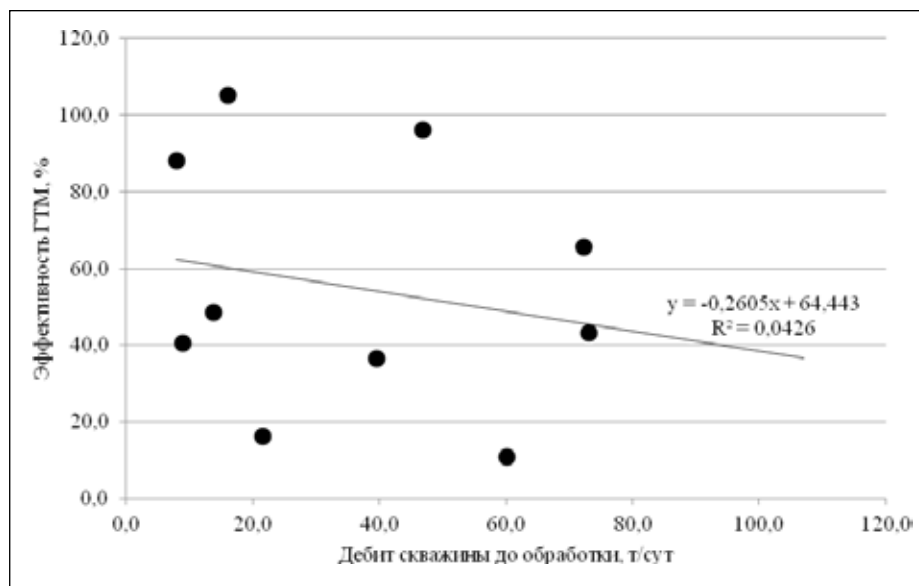


Рис. 8. Зависимость эффективности ГТМ от начального дебита:
у – функция линейной зависимости; R^2 – коэффициент детерминации

Стоит отметить, что в среднем на скважинах, где проводилась только спиртокислотная обработка, эффективность составляла 55%, а по скважинам, где проводились ГТМ, в которые входили не только спиртокислотные обработки, эффективность составила 64%. Можно предположить, что основную долю эффективности приносят спиртокислотные обработки [15, 16].

Список литературы

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 244 с.
2. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Краснодар: Кубанский государственный технологический университет, 2019. 275 с.
3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 260 с.

4. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. 1992. № 10. С. 10–12.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. 576 с.
6. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 548 с.
7. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. Новочеркасск: Издательство «Лик», 2018. 292 с.
8. Долингер А.А., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Харьягинском месторождении // Булатовские чтения. 2021. Т. 1. С. 151–162.
9. Ладенко А.А., Родионов В.П. Новейшая технология гидроперфорации при бурении нефтяных и газовых скважин // Проблемы прочности в промышленности и строительстве. Механические испытания технических систем и гарантия безопасности в среде обитания человека: материалы Всероссийской научно-практической конференции (Армавир, 20–25 сентября 2000 г.). Армавир: Армавирский механико-технологический институт, 2000. С. 130–132.
10. Дуркин С.М., Павлюк А.В., Меньшикова И.Н. Обоснование методов повышения нефтеотдачи пласта Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения на основе численного моделирования // Нефтепромышленное дело. 2015. № 10. С. 32–36.
11. Сердитов А.Ю., Кулешов В.Е., Пескишев Н.О. Вопросы сохранения продуктивности скважин во время проведения капитального ремонта в условиях Кыртаельского месторождения // Севергеоэкотех-2012: материалы XIII Международной молодежной научной конференции в 6 ч. (Ухта, 21–23 марта 2012 г.). Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2013. С. 266–270.
12. Шматко Н.В., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ на Северо-Кожвинском месторождении // «R.E.X. 2021»: материалы Международной научно-практической конференции (Краснодар, 03 июня 2021 г.). Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2021.
13. Савенок О.В., Григулецкий В.Г., Рахматуллин Д.В., Сухоносова А.Н., Рюмина Н.В., Поварова Л.В., Кусов Г.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография. М. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 652 с.
14. Меньшикова И.Н. Анализ эффективности разработки Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 249–252.
15. Рогачёв М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промышленным данным // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 275–280.
16. Рогачёв М.К., Александров А.Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // Записки Горного института. 2021. Т. 250. № 4. С. 596–605.