

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ

П.Ю. Илюшин, Р.М. Рахимзянов, Д.Ю. Соловьев, И.Ю. Колычев

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Значительная доля запасов нефти на территории Пермского края связана с месторождениями, находящимися на заключительных стадиях разработки. Основным способом интенсификации добычи является проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Изучение эффективности ГТМ на месторождениях показало, что значительная часть мероприятий не достигают запланированного прироста дебита, что является негативным моментом для многих используемых методов воздействия на пласт. Проведена количественная оценка выполненных мероприятий в различных районах Пермского края. Отражены сведения о проведенных ГТМ, направленных на увеличение продуктивности скважин на месторождениях, разделенных на группы по географическому признаку. Определена дополнительная добыча от проведенных ГТМ по технологиям, а также на одну скважино-операцию для сформированных групп. Выявлены зависимости результативности проведения мероприятия от географического расположения месторождения, а также наиболее успешные ГТМ на одну скважино-операцию. Получены данные, согласно которым кислотная обработка на значительной части месторождений края демонстрирует невысокий уровень дополнительной добычи по сравнению с другими исследуемыми методами. С учетом высокой доли карбонатных коллекторов в разрабатываемых на этих территориях месторождениях проанализирован эффект применяемых кислотных составов и технологий кислотного воздействия на продуктивные пласты. Установлено, что применение определенных кислотных составов обеспечивает основную часть дополнительной добычи от проведения данного вида ГТМ, они имеют значительный средний прирост добычи от одной скважино-операции по сравнению с остальными используемыми составами и обладают соизмеримым эффектом с другими видами мероприятий, проводимых в Пермском крае.

Ключевые слова: месторождение нефти, карбонатный и терригенный коллектор, геолого-технические мероприятия (ГТМ), прирост добычи, успешность ГТМ, эффективность технологий, кислотная обработка, технологии кислотной обработки.

ANALYSIS OF WELL INTERVENTION AIMED AT OIL PRODUCTION ENHANCEMENT IN THE PERM KRAI'S FIELDS

P.Iu. Iliushin, R.M. Rakhimzianov, D.Iu. Solov'ev, I.Iu. Kolychev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

A significant number of oil reserves on the territory of Perm krai are located in the fields at the final development stage. Well intervention is a leading technique of stimulating oil production. An investigation of well intervention efficiency in the fields has shown that many enhancement operations performed were not able to boost flow rate up to the expected level, which is seen as an actual disadvantage of many bed stimulation techniques. The paper suggests quantitative estimates for the production enhancement operations carried out in different parts of Perm krai. The main specifications of the interventions made are given, the latter aiming at increased flow rate in the fields grouped by geographical aspect. Incremental oil production is determined in relation to intervention techniques applied and per one well operation for the groups defined. Dependence of stimulation method efficiency on field location is shown; the best methods in terms of production gain per one well operation are listed. The data acquired demonstrate that acid treatment in many fields of Perm krai leads to just a little production growth compared by contrast with other methods investigated. Since carbonate reservoirs form a large portion of deposits in the area researched, the effects of acid compounds and acid stimulation of producing formations are analysed. It is established that application of certain acid compounds gives the main amount of production increment on applying stimulation of the kind. The compounds selected ensure considerable average growth per one well operation as compared to other compounds and enhances production almost to the same level as other stimulation methods applied in Perm krai.

Keywords: oil field, carbonate and terrigenous reservoir, well intervention, incremental oil production, stimulation efficiency, technology performance, acid treatment, acid stimulation technologies.

Введение

Несмотря на рост добычи нефти, в нефтяной промышленности России сохраняются тревожные тенденции неустойчивого равновесия. Наиболее крупные высокопродуктивные месторождения, обеспечивавшие высокие объемы добычи нефти в прошлые годы, в настоящее время значительно истощены. Пермский край является старым нефтедобывающим районом, в котором преобладающая часть эксплуатационных объектов находится на заключительных стадиях разработки. В общем объеме текущих запасов нефти возросла доля трудноизвлекаемых запасов, доля активных запасов 17 % при степени выработки 83 %, трудноизвлекаемых запасов – 83 % при степени выработки 32 %.

Обобщенная геолого-физическая характеристика месторождений Пермского края

Характерной особенностью Пермского края как нефтедобывающего региона является нефтегазоносность всех тектонических регионов. При этом промышленные скопления углеводородов зафиксированы в семи комплексах палеозоя: девонский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, верхневизейско-башкирский карбонатный, верейский терригенно-карбонатный, каширско-гжельский карбонатный и нижнепермский карбонатный. Приуроченные к данным отложениям залежи нефти характеризуются самыми разнообразными геолого-физическими условиями залегания; в широком диапазоне изменяются свойства пластовой нефти и вмещающих пород (табл. 1) [1, 2].

Ввиду высокой доли трудноизвлекаемых запасов для Пермского края актуален вопрос о необходимости повышения нефтеотдачи и интенсификации притоков. Основным инструментом регулирования и повышения эффективности

Таблица 1

Геолого-геофизическая характеристика объектов месторождений Пермского края

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Диапазон значений
Терригенный комплекс			
1	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	0,51–47,1
2	Газонасыщенность пластовой нефти	м ³ /м ³	5,2–202,5
3	Пористость	д.ед.	0,12–0,24
4	Проницаемость	10 ⁻³ ·мкм ²	5–1298
Карбонатный комплекс			
1	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	0,5–137,5
2	Газонасыщенность пластовой нефти	м ³ /м ³	3,5–270,4
3	Пористость, д.ед.	д.ед.	0,08–0,19
4	Проницаемость, д.ед.	10 ⁻³ ·мкм ²	10–628

нефтеизвлечения являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на реализацию проектных решений в целях обеспечения максимальной добычи углеводородов [3–5]. Наиболее успешными в Пермском крае видами ГТМ признаны гидравлический разрыв пласта (ГРП), кислотная обработка (КО), перевод на другой горизонт (ПДГ), бурение боковых стволов (БС), радиальное бурение (РБ), реперфорация и дотрел, водоизоляционные (ВИР) и ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Успешность проведения геолого-технических мероприятий на территории Пермского края

За период масштабного проведения данных мероприятий накоплен значительный опыт, и в этой связи очевидной представляется необходимость его тщательного анализа с установлением вероятных закономерностей, выделением наиболее и наименее эффективных технологий для различных геолого-физических условий [6–10].

Одним из критериев успешности геолого-технического мероприятия, используемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», является так называемая успешность, представляющая собой выражаемое в про-

центрах отношение фактически достигнутого прироста дебита нефти к запланированному (при проектировании ГТМ) значению этого показателя. Информация о соотношении ГТМ с достигнутым и недостигнутым эффектом в период с 2011 по 2014 г. отражена на рис. 1.

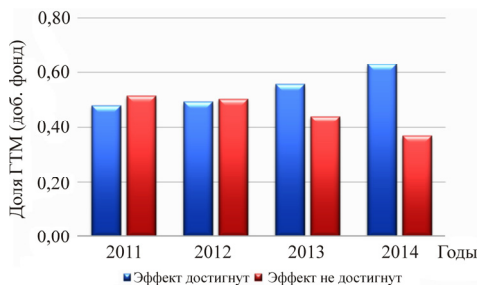


Рис. 1. Успешность проведенных ГТМ в период с 2011 по 2014 г.

Как следует из представленных на диаграмме данных, в рассматриваемый период происходит снижение доли мероприятий, в результате проведения которых ожидаемая эффективность не получена (успешность менее 100 %). В частности, с 2013 г. доля недостаточно эффективных ГТМ составила менее 50 %, что, вероятно, свидетельствует о повышении эффективности планирования этих мероприятий.

Все мероприятия, проводимые в рассматриваемый период, разделены на 10 основных категорий по признаку, который называется «Группа технологий». Сведения о количестве ГТМ с достигнутым и недостигнутым эффектом для различных групп технологий представлены в табл. 2.

Таблица 2

Успешность проведенных ГТМ в период с 2011 по 2014 г.

Показатель	Годы			
	2011	2012	2013	2014
Гидравлический разрыв пласта				
Доля – эффект достигнут	0,38	0,48	0,41	0,49
Доля – эффект не достигнут	0,62	0,51	0,59	0,51
Кислотное воздействие				
Доля – эффект достигнут	0,53	0,45	0,46	0,55
Доля – эффект не достигнут	0,47	0,55	0,54	0,45
Второй ствол				
Доля – эффект достигнут	0,49	0,41	0,59	0,68
Доля – эффект не достигнут	0,51	0,59	0,41	0,32
Радиальное бурение				
Доля – эффект достигнут	0,42	0,42	0,68	0,78
Доля – эффект не достигнут	0,58	0,58	0,32	0,22
Дополнительная (повторная) перфорация				
Доля – эффект достигнут	0,53	0,49	0,68	0,71
Доля – эффект не достигнут	0,47	0,48	0,32	0,29
Перевод на другой горизонт				
Доля – эффект достигнут	0,47	0,57	0,65	0,73
Доля – эффект не достигнут	0,53	0,43	0,35	0,27
Водоизоляционные работы				
Доля – эффект достигнут	0,50	0,14	0,41	0,53
Доля – эффект не достигнут	0,50	0,79	0,59	0,47
Ремонтноизоляционные работы				
Доля – эффект достигнут	0,50	0,61	0,50	0,58
Доля – эффект не достигнут	0,50	0,39	0,50	0,42
Комплексные ГТМ				
Доля – эффект достигнут		0,50	0,38	0,43
Доля – эффект не достигнут		0,50	0,63	0,57

Как следует из представленных данных, в анализируемый период отмечается рост успешности в плане достижения запланированного прироста дебита нефти по таким мероприятиям, как радиальное бурение, а также повторная и дополнительная перфорация. Кроме того, следует отметить, что при проведении кислотных обработок плановый прирост дебита нефти достигается только в половине случаев, что является негативным моментом для такого известного, изученного и широко применяемого метода воздействия на пласт.

Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий

Безусловно, такой показатель, как достижение запланированного прироста дебита нефти, нельзя рассматривать как единственный критерий оценки эффективности проведения геолого-технических мероприятий. Очевидно, что для более полного анализа необходимым является дополнительный анализ таких показателей, как количество нефти, допол-

нительно добытое вследствие проведения ГТМ, а также продолжительность действия эффекта от мероприятия. Ниже приведены результаты анализа эффективности ГТМ за 2011–2014 гг. с применением указанного подхода.

С учетом значительного количества месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», все они условно разделены на группы по географическому признаку. На рис. 2 отражены сведения о проведении в 2011–2014 гг. на скважинах по группам месторождений геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение продуктивности скважин (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, радиальное бурение, повторная и дополнительная перфорация).

Как следует из представленных данных, чаще других на скважинах месторождений всех групп, за исключением северной, проводится повторная и (или) дополнительная перфорация. На скважинах северной группы месторождений наиболее распространенным видом воздействия является гидроразрыв пласта.

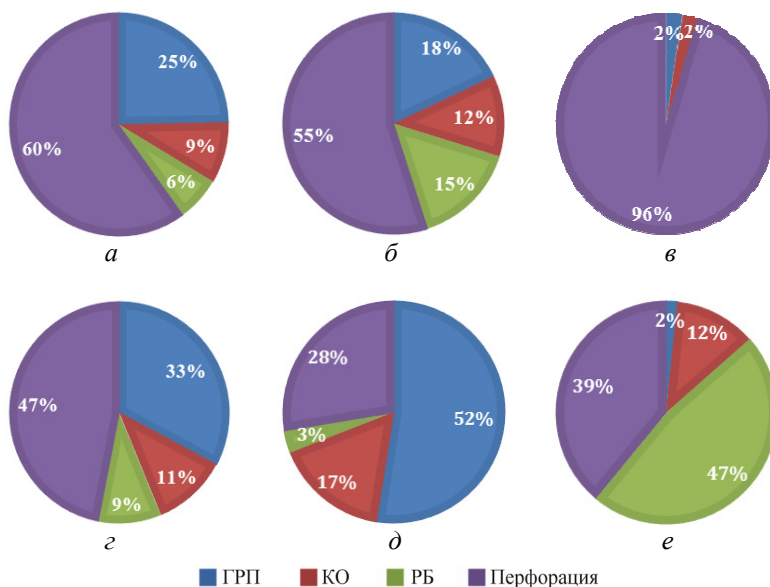


Рис. 2. Распределение технологий ГТМ по группам месторождений: кунгурской (а), осинской (б), полазненской (в), чернушинской (г), северной (д), ножовской (е)

Сведения о количестве дополнительно добытой нефти в результате анализируемых видов ГТМ приведены в табл. 3, 4 и на рис. 3, 4.

Таблица 3

Доля дополнительной добычи по технологиям в группе, %

№ п/п	Название группы	ГРП	КО	Перфорация	РБ	Всего
1	Кунгурская	36,5	28,3	29,2	6,0	100
2	Ножовская	1,7	2,6	31,4	64,3	100
3	Осинская	30,3	8,7	33,8	27,2	100
4	Северная	78,2	9,5	8,7	3,6	100
5	Чернушинская	57,4	5,5	23,2	13,9	100
6	Полазненская	0,1	0,1	99,8	-	100

Таблица 4

Доля дополнительной добычи по технологиям для групп, %

№ п/п	Название группы	ГРП	КО	РБ	Перфорация
1	Кунгурская	3,893	19,420	8,887	3,063
2	Ножовская	0,082	0,790	4,297	14,726
3	Осинская	8,741	16,138	27,758	37,453
4	Северная	60,153	47,015	19,097	13,259
5	Чернушинская	27,128	16,619	31,278	31,499
6	Полазненская	0,003	0,018	8,683	0
Всего		100	100	100	100

Анализ распределения дополнительной добычи нефти для конкретных тех-

нологий по группам месторождений позволил установить, что мероприятия по гидравлическому разрыву пласта демонстрируют наибольшую эффективность на месторождениях северной и чернушинской групп. Максимальные значения дополнительной добычи от проведения кислотных обработок получены для скважин северной группы; примерно равные – для кунгурской, осинской и чернушинской групп; весьма низкой следует считать долю мероприятий на скважинах полазненской и ножовской групп месторождений в общем объеме дополнительной добычи нефти от проведения всех кислотных обработок. Примерно по третьей части от общей дополнительной добычи нефти от проведения перфорационных мероприятий приходится на скважины чернушинской и осинской групп, аналогичная картина наблюдается для технологии радиального бурения.

Анализ дополнительной добычи нефти от проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин для групп месторождений позволил установить следующие закономерности:

– для месторождений кунгурской группы наибольшие значения дополнительной добычи характерны для мероприятий по гидроразрыву пласта, но при этом следует отметить, что доля дополнительной добычи от перфорации и кислотных обработок сопоставима с ГРП;

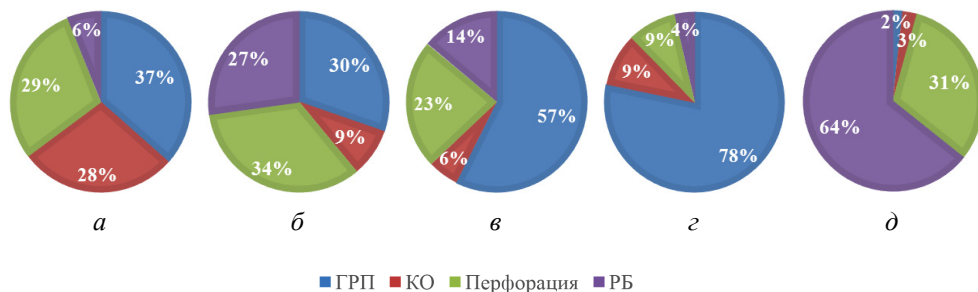


Рис. 3. Доля дополнительной добычи в результате проведения различных видов ГТМ в кунгурской (а), осинской (б), чернушинской (в), северной (г), ножовской (д) группах месторождений

– характерной особенностью, выявленной для месторождений осинской группы, следует считать невысокую долю дополнительной добычи нефти от кислотных обработок, остальные технологии демонстрируют примерно равные результаты;

– наибольший вклад в общее количество дополнительно добытой на ножовской группе нефти получен от мероприятий по радиальному бурению; для северной и чернушинской – от ГРП;

– практически стопроцентный вклад мероприятий по дополнительной (по-

вторной) перфорации на скважинах полазненской группы месторождений обусловлен тем, что данная технология является основной среди применяемых.

Анализируя количество дополнительно добытой нефти по тем или иным технологиям для тех или иных групп месторождений, несомненно, следует учитывать количество мероприятий по этим технологиям. Ниже приведены данные (табл. 5, рис. 5, 6) и результаты их анализа по количеству нефти, дополнительно добытой на одну скважино-операцию для выделенных групп месторождений.

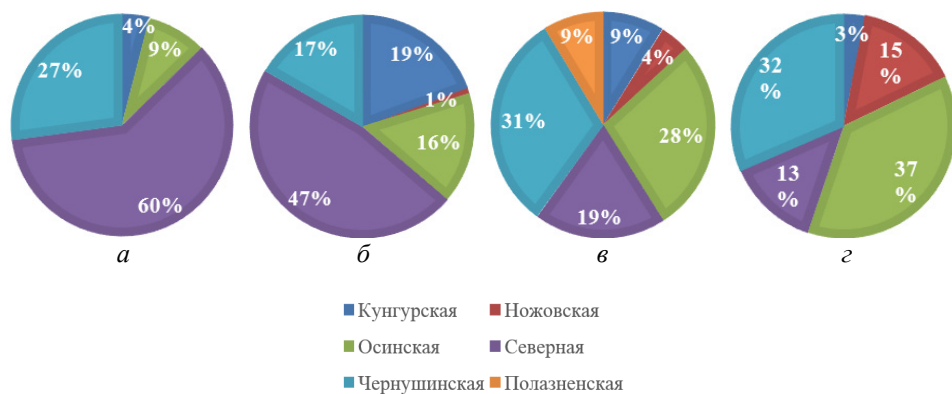


Рис. 4. Доля от общей дополнительной добычи нефти групп месторождений в результате проведения различных видов ГТМ: а – ГРП; б – КО; в – перфорация; г – РБ

Таблица 5

Дополнительная добыча нефти по технологиям на одну скважино-операцию, т

№ п/п	Название группы		ГРП	КО	Перфорация	РБ
1	Кунгурская	Среднее значение на скв.-операцию	1789,5	3874,3	2075	1125,1
2	Осинская	Среднее значение на скв.-операцию	2109,3	862,4	1693,2	2225,8
3	Полазненская	Среднее значение на скв.-операцию	67,3	53,2	1679,9	–
4	Чернушинская	Среднее значение на скв.-операцию	2800,6	789,4	1545,9	2401,8
5	Северная	Среднее значение на скв.-операцию	6560,8	2384,7	4789,1	4870,9
6	Ножовская	Среднее значение на скв.-операцию	1585,7	337,7	2238	2125,4

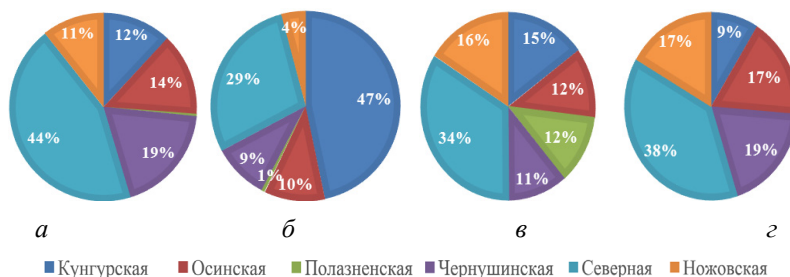


Рис. 5. Дополнительная добычи нефти от проведения ГРП (а), КО (б), перфорации (в) и РБ (г) на одну операцию для групп месторождений

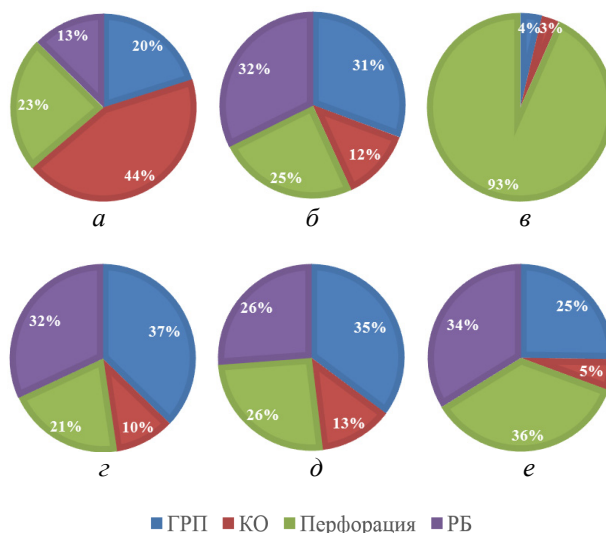


Рис. 6. Дополнительная добыча нефти от проведения различных видов ГТМ по увеличению продуктивности скважин на одну операцию для кунгурской (а), осинской (б), полазненской (в), чернушинской (г), северной (д), ножовской (е) групп месторождений

Анализ значений дополнительной добычи нефти на одну скважино-операцию для технологий по группам месторождений и для групп месторождений по технологиям позволил установить следующие закономерности:

- наибольшая дополнительная добыча нефти от ГТМ по всем из анализируемых технологий, за исключением кислотных обработок, получена из скважин северной группы; от кислотных обработок – из скважин кунгурской группы;

- наиболее успешными с точки зрения дополнительной добычи на одну скважино-операцию технологиями для осинской и чернушинской групп следует

считать ГРП и радиальное бурение; для кунгурской – кислотные обработки; для северной – ГРП; для ножовской – повторную (дополнительную) перфорацию и радиальное бурение; для полазненской – повторную (дополнительную) перфорацию.

Результативность проведения кислотной обработки и оценка эффективности кислотных составов

Отдельно следует отметить невысокие показатели дополнительной добычи нефти на скважино-операцию по кислотному воздействию для осинской, ножовской и чернушинской групп. С учетом

высокой доли карбонатных коллекторов в разрабатываемых на этих территориях месторождениях целесообразным представляется анализ эффективности применяемых кислотных составов и технологий кислотного воздействия на продуктивные пласты и, при необходимости, их оптимизация [11–15].

Из всех применяемых составов на месторождениях Пермского края наиболее эффективны ДН-9010 и ИТПС-708, которые обеспечили 51,2 и 30,5 % дополнительной добычи от проведения кислотных обработок по всем группам, а также значительный средний прирост добычи от одной скважино-операции, равный 2015,6 и 3149,6 т нефти соответственно.

Ввиду этого важным моментом при химическом воздействии являются требования к составу реагента. Таким образом, кислотный состав ИТПС-708 представляет собой раствор кислоты с комплексом присадок, обеспечивающих высокую эффективность кислотных обработок. Композиция ДН-9010 представляет собой смесь соляной кислоты, органического растворителя, ПАВ, замедлителя растворения карбонатов и является наиболее продуктивной на анализируемых месторождениях.

Заключение

1. На скважинах месторождений всех групп, за исключением северной, чаще других проводится повторная и (или) до-

полнительная перфорация. На скважинах северной группы месторождений наиболее распространенным видом воздействия является гидроразрыв пласта. Начиная с 2011 г. доля эффективных ГТМ растет, что, вероятно, свидетельствует о повышении эффективности планирования этих мероприятий

2. Сопоставление результатов различных методов увеличения продуктивности скважин позволило установить высокую результативность мероприятий по гидравлическому разрыву пласта и кислотному воздействию на северной группе месторождений, проведения перфорационных мероприятий и радиального бурения – на скважинах чернушинской и осинской групп.

3. Выявлена различная результативность мероприятий на выделенных группах месторождений с точки зрения дополнительной добычи на одну скважино-операцию. Дополнительная добыча нефти на скважино-операцию по кислотному воздействию для осинской, ножовской и чернушинской групп значительно ниже, чем по другим видам ГТМ.

4. Анализ опыта проведения кислотных обработок показал, что эффективность применения тех или иных кислотных составов различна. Наибольшая дополнительная добыча по данной технологии получена за счет применения кислотных составов ИТПС-708 и ДН-9010.

Список литературы

1. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
2. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Г.П. Хижяк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60–61.
3. An Integrated Approach to Obtain Reliable Permeability Profiles from Logs in a Carbonate Reservoir / P. Balossino, F. Pampuri, C. Bruni, K. Ebzhasarova // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, № 4. – P. 726–734. DOI: 10.2118/102289-PA
4. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М.К. Ануриев, Т.М. Гуляева, А.В. Леконцев, Д.В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 93–100.
5. Мординов В.А., Пономарева И.Н., Пузиков В.И. Определение эффективности геолого-технических мероприятий на основе комплексной оценки фильтрационных характеристик пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 26–30.
6. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мординов В.А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 2. – С. 22–26.
7. Разработка методики определения динамики обводнения продукции скважин с учетом влияния геологических и технологических показателей / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 92–93.
8. Bagheri M., Settari A. Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, № 1. – P. 108–118. DOI: 10.2118/93083-PA
9. Галкин С.В., Илюшин П.Ю. Прогноз динамики обводненности скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22–24.
10. Мартюшев Д.А. Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 22–24.
11. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230. DOI:10.1016/j.ijrmms.2013.02.012

12. Мартюшев Д.А. Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок по кривым восстановления давления // Газовая промышленность. – 2014. – № S708 (708). – С. 41–44.
13. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, П.Ю. Илюшин, В.Н. Глушченко, О.А. Пташко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.
14. Gratier J.P. Fault permeability and strength evolution related to fracturing and healing episodic processes (years to millennia): the role of pressure solution // *Oil & Gas Science and Technology*. – 2010. – Vol. 66, № 3. – P. 491–506. DOI: 10.2516/ogst/2010014
15. Chang C., Zoback M.D., Khaksar A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2006. – Vol. 51. – P. 223–237. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.01.003

References

1. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovykh karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of reservoir properties of fractured reservoirs within the Pre-Ural depression]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62–65.
2. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Khizhniak G.P. Otsenka anizotropii pronitsaemosti karbonatnykh kolektorov po krivym vosstanovleniia davleniia [Assessment of anisotropy of carbonate reservoir permeability using pressure build up curves]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 60–61.
3. Balossino P., Pampuri F., Bruni C., Ebzhasarova K. An Integrated Approach to Obtain Reliable Permeability Profiles from Logs in a Carbonate Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol. 11, no. 4, pp. 726–734. DOI: 10.2118/102289-PA
4. Anur'ev M.K., Guliaeva T.M., Lekomtsev A.V., Chernyshev D.V. K prognozirovaniyu tempov snizheniia dobychi nefli po dannym istorii razrabotki neftyanykh zalezhei [On forecasting oil production drop rate using reserves development history]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 6, pp. 93–100.
5. Mordvinov V.A., Ponomareva I.N., Puzikov V.I. Opredelenie effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati na osnove kompleksnoi otsenki fil'tratsionnykh kharakteristik plastov [Determination of well intervention efficiency on the basis of comprehensive assessment of formation flow characteristics]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 11, pp. 26–30.
6. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Opredelenie effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati po uvelicheniiu produktivnosti skvazhin [Determination of well intervention efficiency to boost well productivity]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2010, vol. 4, no. 2, pp. 22–26.
7. Iliushin P.Iu., Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Luzina N.G. Razrabotka metodiki opredeleniia dinamiki obvodneniia produktsii skvazhin s uchetom vliianiia geologicheskikh i tekhnologicheskikh pokazatelei [Development of well stream watering dynamics taking account of geologic and technological parameters]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 4, pp. 92–93.
8. Bagheri M., Settari A. Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol. 11, no. 1, pp. 108–118. DOI: 10.2118/93083-PA.
9. Galkin S.V., Iliushin P.Iu. Prognoz dinamiki obvodnenosti skvazhin v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [Forecast of well stream watering dynamics in different geologic and technological conditions in oil deposit development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 22–24.
10. Martiushev D.A. Opredelenie ratsional'nogo zaboinogo davleniia dobyvaiushchikh skvazhin pri razrabotke karbonatnykh kolektorov [Calculation of efficient bottom hole pressure in producing wells in carbonate reservoir development]. *Burenie i nef', 2014*, no. 11, pp. 22–24.
11. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223–230. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2013.02.012
12. Martiushev D.A. Otsenka effektivnosti provedeniia soliano-kislotnykh obrabotok po krivym vosstanovleniia davleniia [Evaluation of acid treatment efficiency using pressure build up curves]. *Gazovaiia promyshlennost', 2014*, no. S708 (708), pp. 41–44.
13. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Iliushin P.Iu., Glushchenko V.N., Ptaшко O.A. Fil'tratsionnye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kolektorov [Filtration tests of novel acid compounds to treat carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 116–119.
14. Gratier J.P. Fault permeability and strength evolution related to fracturing and healing episodic processes (years to millennia): the role of pressure solution. *Oil & Gas Science and Technology*, 2010, vol. 66, no. 3, pp. 491–506. DOI: 10.2516/ogst/2010014
15. Chang C., Zoback M.D., Khaksar A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, vol. 51, pp. 223–237. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.01.003

Об авторах

Илюшин Павел Юрьевич (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

Рахимзянов Руслан Маратович (Пермь, Россия) – лаборант научно-образовательного центра геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: ruslanRM@list.ru).

Соловьев Данил Юрьевич (Пермь, Россия) – лаборант научно-образовательного центра геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: solovvedanil@mail.ru).

Кольчев Игорь Юрьевич (Пермь, Россия) – ведущий инженер кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: IgorKolychev@gmail.com).

About the authors

Pavel Iu. Iliushin (Perm, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru).

Ruslan M. Rakhimzianov (Perm, Russian Federation) – Laboratory Assistant, Research Educational Center of Geology and Oil-and-Gas Fields Development, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: ruslanRM@list.ru).

Danil Iu. Solov'ev (Perm, Russian Federation) – Laboratory Assistant, Research Educational Center of Geology and Oil-and-Gas Fields Development, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: solovvedanil@mail.ru).

Igor' Iu. Kolychev (Perm, Russian Federation) – Senior Engineer, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: IgorKolychev@gmail.com).

Получено 30.03.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю. Илюшин, Р.М. Рахимзянов, Д.Ю. Соловьев, И.Ю. Кольчев // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2015. – № 15. – С. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9

Please cite this article in English as:

Iliushin P.I., Rakhimzianov R.M., Solov'ev D.I., Kolychev I.I. Analysis of well intervention aimed at oil production enhancement in the Perm Krai's fields. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 15, pp. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9