

ОБЩАЯ, РЕГИОНАЛЬНАЯ, ИНЖЕНЕРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.22

О. К. АБРАМОВИЧ, А. А. АБРАМОВИЧ

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕТОДОМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

*УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
olga_pbe@mail.ru, abramovichaa62@gmail.com*

В статье приведены материалы анализа результатов проведения метода гидropескоструйной перфорации в добывающих скважинах на месторождениях Российской Федерации и Припятского прогиба Республики Беларусь с целью интенсификации добычи нефти; отмечены основные достоинства и недостатки данного метода перфорации.

Разработка и анализ уже существующих методов интенсификации добычи нефти - вопрос актуальный в настоящем и в будущем, поэтому рассмотрение данного направления в нефтегазодобыче вполне оправдано.

Гидропескоструйная перфорация – один из методов повышения нефтеотдачи, заслуживающий внимания. Сущность его состоит в создании каналов сообщения в системе скважина-пласт при использовании энергии песчано-жидкостной струи, вытекающей с большой скоростью из насадок перфоратора специальной формы. В результате этого песок протирает стенки колонны, далее пробивает цементное кольцо и затем проникает в глубь пласта.

Данный вид перфорации достаточно прост в исполнении и позволяет создать каналы больших размеров с диаметром отверстий до 12-20 мм, а глубина каналов в несколько раз больше, чем при других видах перфорации.

Гидропескоструйную перфорацию применяют в скважинах, только что вышедших из бурения и уже эксплуатирующихся, для значительного увеличения их производительности, а также в скважинах, близко расположенных к нефтеносным пластам водоносных или газоносных прослоев или пластов.

Целью проводимых исследований является анализ результатов проведения гидропескоструйной перфорации по основным параметрам работы скважин на месторождениях Российской Федерации и Припятского прогиба Республики Беларусь.

Для достижения поставленной цели были намечены следующие задачи:

- сравнить технологические показатели различных способов перфорации эксплуатационных колонн используя статистические данные;*
- оценить результаты проведения гидропескоструйной перфорации на Смольниковском нефтяном месторождении;*
- проанализировать результаты вызова притока на скважинах месторождений Припятского прогиба.*

Для сравнения технологические показатели различных способов перфорации эксплуатационных колонн представлены в таблице 1.

Таблица составлена по статистическим данным, использовались достаточно объёмные выборки. Как положительный результат можно отметить, что метод позволяет реализовать все потенциальные возможности продуктивного пласта. Однако при реализации его, могут возникнуть сложности и как следствие дополнительные затраты.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика различных способов перфорации

Показатели сравнения методов перфорации	Пулевая	Кумулятивная	Прокальвание	Сверление	Гидропескоструйная
Вероятность нарушения целостности крепи вне интервала перфорации	+	+	-	-	-
Реализация всех потенциальных возможностей продуктивного пласта	-	-	-	-	+
Возможность вскрытия продуктивного пласта на депрессии	-	+	-	-	-
Возможность обработки продуктивного пласта жидкостью вскрытия без подъема перфоратора	-	-	-	-	-
Возможность исследования вскрытого пласта без подъема перфоратора	-	-	-	-	-
Наличие повышенной опасности при проведении операции	+	+	-	-	+
Требование наличия оборудования высокого давления (> 20 МПа)	-	-	+	-	+
Ограничение по времени суток при проведении операции	+	+	-	-	+

«+» – имеется; «-» – не имеется

На Смольниковском месторождении РФ данный вид перфорации признан наиболее эффективным и результативным, а его положительный эффект отражён на графиках (рисунки 1 – 4). Технологическая эффективность проведения гидропескоструйной перфорации на месторождениях РФ не вызывает сомнения. Линии разного цвета на графиках характеризуют основные технологические показатели разработки залежей углеводородов до и после обработки (рисунки 1 – 4). Также хорошо метод гидропескоструйной перфорации зарекомендовал себя на аналогичных по геолого-физическим условиям месторождениях Удмуртии, например, Патраковском и Лозюкско-Зуринском [1]. В связи с этим можно отметить следующие достоинства метода гидропескоструйной перфорации:

- суточный дебит скважин по жидкости вырос в среднем на 5,0 м³;
- дебит скважин по нефти увеличился в среднем на 4,4 тонн/сут.;
- обводнённость добываемой продукции по рассмотренной группе скважин практически не изменилась.

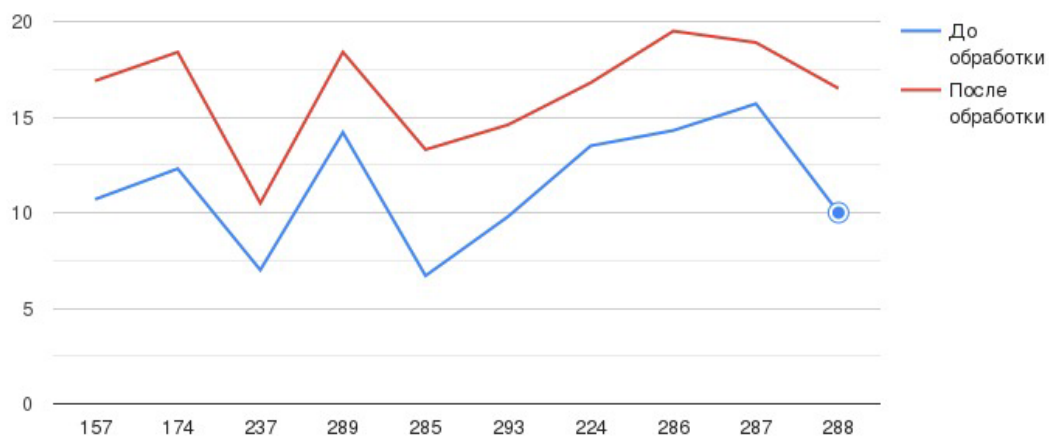


Рисунок 1 – Дебит по жидкости, м³/сут

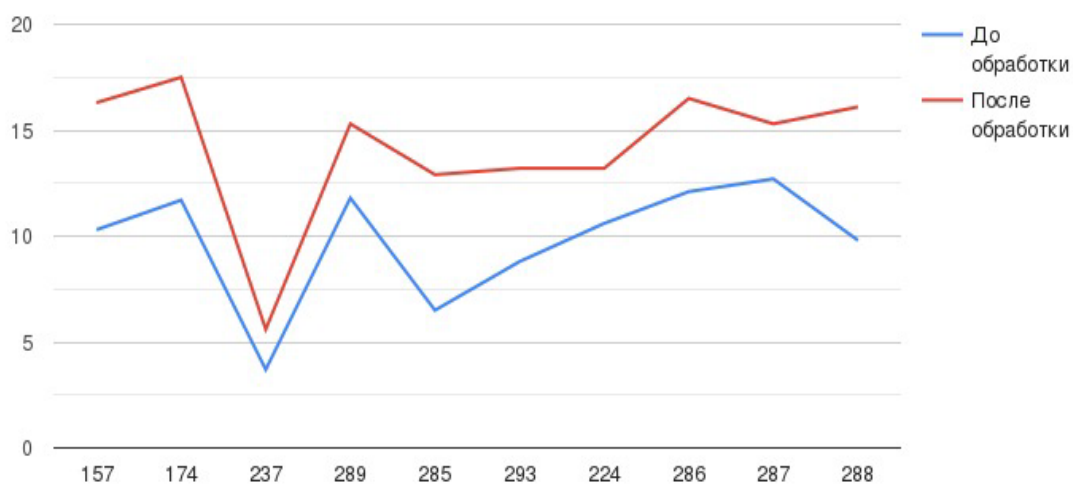


Рисунок 2 – Дебит по нефти, тонн/сут

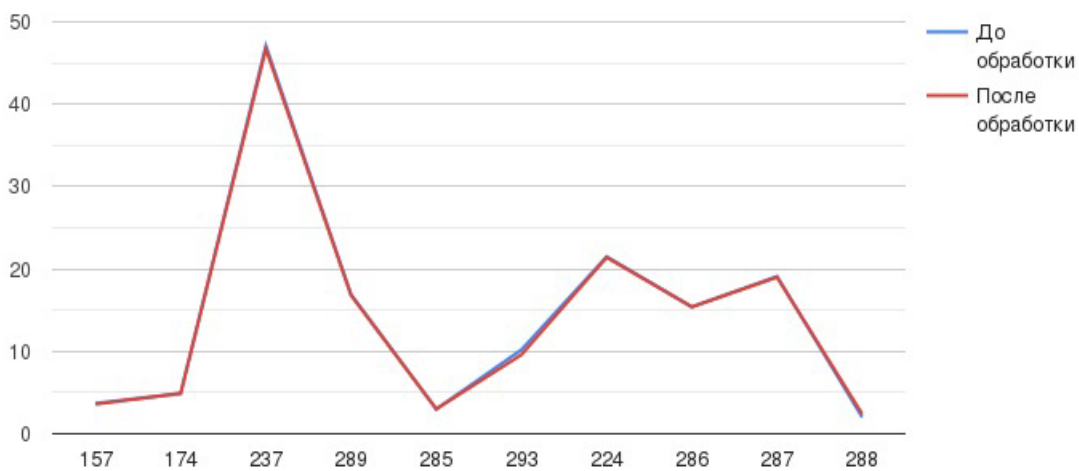


Рисунок 3 – Обводненность продукции, %

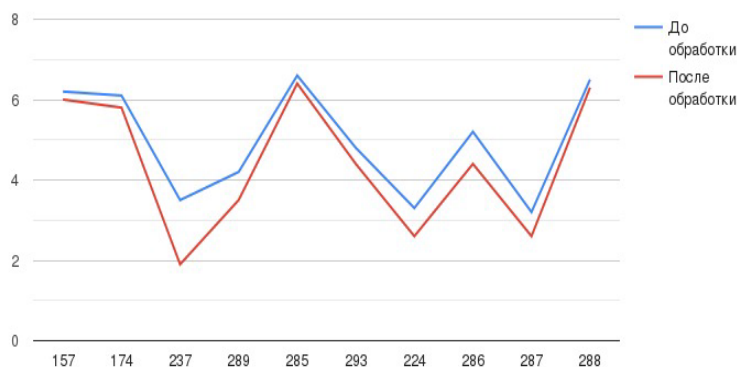


Рисунок 4 – Среднесуточный прирост добычи, %

По результатам оценки результативности гидropескоструйной перфорации на месторождениях Припятского прогиба было установлено, что в большинстве случаев, когда вторичное вскрытие эксплуатационных объектов проводили непосредственно гидropескоструйной перфорацией с последующим восстановлением гидродинамической связи пласта со скважиной соляно-кислотной обработкой, первая же кислотная обработка позволяла восстановить связь пласта со скважиной. При этом максимальное забойное давление закачки кислоты было на 1,0-26,0 МПа ниже, чем при проведении соляно-кислотной обработки до гидropескоструйной перфорации. Для проведения статистической обработки были задействованы следующие месторождения: Барсуковское, Золотухинское, Надвинское, Елизаровское, Копаньское, Александровское, Борщёвское, Радомлянское, Тишковское, Дубровское, Речицкое, Березинское, Озерщинское.

Данные исследований показали, что качественное вторичное вскрытие пластов высокоэффективной гидropескоструйной перфорацией является одним из путей уменьшения количества неудачных операций по интенсификации притока.

Перфорация на депрессии является в настоящее время наиболее эффективным способом вторичного вскрытия пласта в связи с тем, что в момент создания перфорационных каналов под воздействием значительных градиентов давления проявляется интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину. Как следствие этого – происходит самоочистка перфорационных каналов и соответственно породы прискважинной зоны [3].

Анализ результатов вторичного вскрытия пластов на депрессии в условиях месторождений Припятского прогиба показал, что депрессия на пласт составляла от 3,7 (скв. 69 Тишковская) до 14,3 МПа (скв. 18 Радомлянская). Из десяти рассмотренных вариантов вторичного вскрытия пластов на депрессии в шести случаях приток пластового флюида был получен без проведения интенсификации притока, несмотря на то, что большинство из вскрывавшихся пластов относятся к пластам с низкой проницаемостью или имеют закольматированную околоствольную зону.

Вывод по результатам исследований:

– если после ввода скважины в эксплуатацию в интервале кумулятивной перфорации сразу же производить гидropескоструйную, то производительность скважин заметно возрастает;

– гидropескоструйную перфорацию нецелесообразно применять в интервалах, уже подвергнутых кислотной обработке и гидравлическому разрыву, а также в сильно-обводнённых пластах;

– это единственный метод, позволяющий снять напряженное состояние пород в околоскважинном пространстве, который способствует повышению фильтрационно-емкостных свойств и, как следствие, продуктивности скважины (на 40-50 % и более).

– основным недостатком метода гидropескоструйной перфорации является его относительно высокая стоимость и ограничения по применению в давно пробуренных скважинах эксплуатационного фонда, где от физических свойств материала эксплуатационной колонны и цементного камня зависит вид и интенсивность воздействия.

Список литературы

1. Антониади, Д.Г. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / Д.Г. Антониади, О.В. Савенок., Н.А. Шостак. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.

2. Булатов, А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

УДК 552.123:552.51:6-6.013(476.2-21 Гомель)

А. Ф. АКУЛЕВИЧ¹, И. С. ЮЩЕНКО²

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ОКРЕСТНОСТЯХ И НА ТЕРРИТОРИИ ОАО «ГОМЕЛЬСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД»

¹УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,

²Белорусский государственный университет, г. Минск, Республика Беларусь,
akulevich2020@mail.ru

В статье детально рассмотрены особенности гранулометрического состава песчаных отложений в окрестностях и на территории ОАО «Гомельский химический завод». На основании построенных в программе Grapher интегральных графиков гранулометрического состава определены характерные диаметры, однородность и отсортированность песчаных грунтов.

Строение и свойства водопроницаемых и слабопроницаемых пород играют существенную роль в миграции, перераспределении и локализации химического загрязнения от отвала фосфогипса в зоне влияния ОАО «Гомельский химический завод». Среди водопроницаемых отложений территории влияния ОАО «Гомельский химический завод» основную роль играют песчаные толщи, которые слагают большую часть зоны аэрации, грунтовый водоносный горизонт, водоносные линзы в толще днепровской морены, березинско-припятский подморенный водоносный горизонт, и значительную часть палеогеновых отложений образующих палеогеновый водоносный горизонт.

Эти водопроницаемые толщи принимают, изменяют и осуществляют транзит загрязненной техногенными процессами воды. Перемещение и трансформация загрязненных вод зависят от строения и свойств водовмещающих горных пород.

Основной закон грунтоведения гласит, что состав, строение, состояние и свойства грунтов зависят от их генезиса, постгенетических изменений и современного пространственного положения [3].

Песчаные отложения зоны аэрации и грунтового водоносного горизонта, внутриморенных песчаных прослоев (линз), подморенного водоносного горизонта и палеогенового водоносного горизонта в зоне влияния ОАО «Гомельский химический завод» представлены различными генетическими типами и видами песков. Для анализа использованы исходные данные определения грансостава, полученные институтом «Союзводоканалпроект» [1], на основании которых по осредненным данным в программе Grapher построены интегральные графики гранулометрического состава в соответствии с генетическим типом и видом песков (рисунки 1-4). По графикам определены характерные диаметры песков: d_5 , d_{10} , d_{25} , d_{40} , d_{50} , d_{60} , d_{70} , d_{75} , d_{90} , d_{95} , значения которых необходимы для