

УДК 622.276.5.001.5

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

А.И. Дзюбенко, А.Н. Никонов¹, М.Э. Мерсон²

ООО «Инно-Технолоджи» (614070, Россия, г. Пермь, бульвар Гагарина, 39)

¹ООО «Универсал-Сервис» (614000, Россия, г. Пермь, ул. Петропавловская, 54)

²Геологическая компания Isotop (7075001, Израиль, г. Гедера, ул. Гаярок, 20)

INCREASE IN EFFICIENCY OF METHODS OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE TREATMENT IN ACTIVE WELLS BY INFORMATION TECHNIQUE

Anatolii I. Dziubenko, Andrei N. Nikonov¹, Mikhail E. Merson²

INNO TECHNOLOGY LLC (39 Gagarina blvd, Perm, 614070, Russian Federation)

¹Universal-Service LLC (54 Petropavlovskaya st., Perm, 614000, Russian Federation)

²Geology Company Isotop (20 Gaiarok st., Hadera, 7075001, State of Israel)

Получена / Received: 17.03.2017. Принята / Accepted: 15.05.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

Ключевые слова:

скважина, пласт, призабойная зона, скин-фактор, параметры, продуктивность, приведенный радиус, дренажная система, гидродинамическое сопротивление, эффективность, удельная поверхность, пластово-дренажный фильтр.

Рассмотрена эффективность геолого-технологических методов (ГТМ) воздействия на призабойную зону продуктивных пластов (ПЗП) для увеличения производительности дренирующих их скважин. В настоящее время основной информацией для выбора технологии ГТМ, соответствующей состоянию конкретной ПЗП, является, согласно руководящим документам, величина скин-фактора (S), определяемая расчетным путем по результатам гидродинамических исследований скважин. Чем больше положительная величина этого коэффициента при одинаковых дебитах, тем раньше планируется проведение ГТМ в скважине. На последнем месте остаются скважины с отрицательным значением S . Чем больше его величина, тем меньше вероятность проведения ГТМ. Никакого отношения к выбору параметров конкретной технологии ГТМ величина S не имеет. Причиной тому служит физическая сущность данного безразмерного коэффициента. Согласно руководящим документам, он дает некую обобщенную виртуальную оценку состояния ПЗП скважины по принципам хорошее – плохое и более – менее. Таким образом, характеристики ПЗП, необходимые для выбора параметров конкретной технологии проведения ГТМ в каждой скважине, остаются неизвестными.

В работе выполнен анализ реальных физических объектов, составляющих конструктивную основу ПЗП, свойства которых определяют величину S . Приведен исторический обзор развития данного параметра начиная с 1949 г. Установлено, что обобщенная единая характеристика ПЗП в основном отображает два ее свойства, отличающиеся по конструктивному признаку, – это удельная поверхность дренажной системы скважины и гидродинамическое сопротивление ее пластового фильтра. Предложена методика определения численных значений этих параметров. В заключение приведены примеры практического использования предложенных характеристик ПЗП для анализа причин изменения продуктивности одной из добывающих скважин Пермского края в процессе ее четырехлетней эксплуатации и причин изменения продуктивности еще пяти скважин после ГТМ.

Key words:

well, formation, bottomhole formation zone, skin-effect, parameters, productivity, reduced radius, drainage system, hydrodynamic resistance, efficiency, specific surface, formation drainage filter.

The paper review efficiency of geological and technological methods (GTM) of bottomhole formation zone (BHFZ) treatment that increase productivity of production wells. Today, according to directional documents, value of skin-effect (S) which is determined by calculations based on well-test is the main information to screen a GTM. The greater positive value of S -effect at the same production rates, the earlier it is planned to carry out a GTM on a well. Wells with negative value of S take the last place. The larger value, the less probability of GTM application. There is no relation between S value and parameters of a particular GTM technology. That is caused by physical nature of this dimensionless coefficient. According to directional documents, S gives a generalized virtual assessment of BHFZ state through the principles of good-bad and more-less. Thus, BHFZ characteristics needed to select parameters for a particular technology of GTM application in each well remain unknown. An analysis of real physical objects that constitute structural basis of BHFZ whose properties determine value of S is performed. A historical review of development of this parameter since 1949 is given. It is established that generalized unified characteristic of BHFZ basically reflects its two properties, that are diriment in structural feature that are specific surface of a well drainage system and hydrodynamic resistance of its formation fluid. A technique for determination numerical values of these parameters is proposed. There are examples of application of proposed BHFZ characteristics for analysis of reasons of change in productivity of a production well of Perm region during 4 years of operation and reasons for change in productivity of five more wells after the GTM application are given in conclusion.

Дзюбенко Анатолий Иванович – горный инженер, старший геолог-интерпретатор (моб. тел.: +007 912 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.

Никонов Андрей Николаевич – инженер-геофизик, директор (моб. тел.: +007 919 478 20 08, e-mail: Anikonov@usvc.pnsh.ru).

Мерсон Михаил Эдуардович – консультант (тел. +007 912 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru).

Anatolii I. Dziubenko – Mining Engineer, Lead Geologist-interpretator (mob.tel.: +007 912 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru). The contact person for correspondence.

Andrei N. Nikonov – Engineer-geophysicist, Director (mob. tel.: +007 919 478 20 08, e-mail: Anikonov@usvc.pnsh.ru).

Mikhail E. Merson – Consultant (tel.: +007 912 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru).

Введение

С увеличением продолжительности эксплуатации добывающих скважин, дренирующих продуктивный пласт на нефтяных месторождениях, непременно изменяется состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) как объекта, выполняющего роль фильтра для дренажной системы скважин. Разнонаправленное движение различных флюидов в этой зоне в процессе эксплуатации сопровождается либо засорением, либо очисткой ее свободного пространства, что в значительной степени сказывается на производительности скважин. Поэтому оценка реального состояния ПЗП является одной из важнейших задач, определяющих направление работ по повышению эффективности эксплуатации скважин, включая выбор технологии методов воздействия на нее (ГТМ) для конкретных условий каждой скважины.

В настоящее время повсеместно основным параметром для оценки состояния ПЗП является величина скин-фактора S , введенного в практику нефтедобычи в 1949 г. американским ученым Ван Эвердингеном [1]. Он назвал его безразмерным фактором, отражающим свойства некой оболочки, виртуально уложенной на фильтрующую (инфильтрующую) поверхность скважины, которая препятствует свободному перемещению флюидов между скважиной и пластом. Размерность этого параметра и физическая сущность были определены следующим выражением:

$$S = (k - k^*) / k^* \times \ln(r_d/r_c), \quad (1)$$

где k , k^* – проницаемости основного пласта и ПЗП; r_d , r_c – радиусы ПЗП и скважины соответственно.

Очевидно, получение больших отрицательных значений $S \ll -1$ по условию не предполагалось.

Позднее [2] был предложен практический способ определения этой величины по кривой восстановления давления (КВД), снятой в остановленной скважине при проведении промыслово-гидродинамических исследований.

$$S = (b/i) - \ln(2,25\acute{a}/r_c^2), \quad (2)$$

где b , i и \acute{a} – параметры, рассчитанные по КВД, перестроенной в полулогарифмических координатах.

Данный безразмерный параметр широко [3–11] использовался в нашей и зарубежной практике нефтедобычи в качестве универсального для оценки состояния ПЗП. Однако в процессе накопления информации по исследованию скважин выяснилось, что в достаточно большом количестве случаев величина параметра становится отрицательной и большой. По существу, это означает, что при $S = 0$ виртуальная оболочка со стенки скважин смывается, а при дальнейшем снижении величины S появляется вновь уже в образе виртуального физического нонсенса, реальную физическую сущность которого каждый специалист интерпретирует по-своему, вплоть до последующего включения собственной интерпретации в руководящие документы.

Текущее состояние проблемы оценки реальных параметров ПЗП

В американской практике с целью устранения неопределенности с 1953 г. для оценки состояния ПЗП стал использоваться еще один безразмерный параметр – фактор повреждения пласта ($1 - PR$), введенный Томасом [12] как коэффициент зонального ущерба, где $PR = k^*/k$ – соотношение, равное коэффициенту совершенства скважины Q^*/Q при идентичности остальных величин, определяющих дебиты (реальный/расчетный). Положительная величина фактора от 0 до +1 свидетельствует о повреждении (ухудшении) ПЗП, а отрицательная от 0 до $-\infty$, наоборот, о ее улучшении. Числовое значение параметра, отличное от нуля, определяет степень отклонения фильтрационной характеристики ПЗП от естественного состояния основного пласта-коллектора. Недостатком данного параметра является асимметрия его граничных оценок, поэтому практическое применение получила только положительная их часть, хотя возможное использование вместо единицы величины $1/PR$ могло бы обеспечить необходимое ему свойство.

В отечественной практике с этой же целью с 1953 г. [13–20] стал использоваться более содержательный по физической сущности параметр – приведенный радиус скважины, т.е. виртуальный, в интервале продуктивного пласта, радиус некоторой совершенной скважины, работающей с дебитом реальной скважины. Этот

радиус $r_{пр} = r_c \cdot e^{-c}$ рассчитывается с помощью коэффициентов $C = C_1 + C_2$, снимаемых с графиков Щурова [20], отражающих зависимости C_1 и C_2 от способа перфорации обсадной колонны и степени вскрытия продуктивного пласта. С 1985 г. официальными документами [22, 23] предписывалось $r_{пр}$ вычислять через b/i и \acute{a} – параметры, определенные по полулогарифмической анаморфозе КВД, а вместо коэффициента Щурова использовать скин-фактор $S = \ln(r_c/r_{пр})$, численно не равный рассчитанному по формуле (2), но адекватный по виртуальной физической сущности. Эти изменения были подтверждены более поздними [24] отечественными руководящими документами.

К сожалению, и этот вариант параметра, характеризующего состояние ПЗП, вскоре тоже обнаружил свою физическую несостоятельность. Действительно, при его расчетных значениях, варьирующихся в интервале 0–0,01 см, фактическая пропускная способность трубопровода, в том числе и любой скважины, для пластовой жидкости обнуляется. При этом приведенный радиус $r_{пр}$ вместе с виртуальной скважиной становятся бессмысленными объектами. В противоположном случае, когда расчетный приведенный радиус исследованных скважин приближается к величине радиуса зоны их питания, а иногда и превышает ее, опять из виртуальных получаем бессмысленные объекты. Снова выходим за рамки общеизвестного – виртуальные, как и реальные физические объекты, бессмысленными (нонсенсами) быть не могут.

Несмотря на это, в отчетной технической документации и банках данных по контролю разработки нефтяных месторождений до сих пор продолжают фигурировать невероятные значения скин-фактора и приведенного радиуса добывающих скважин, ставящие в тупик инженерно-технический персонал нефтяных промыслов.

В последнее время в некоторых публикациях [25, 26] в качестве способа решения все еще актуальной проблемы предлагаются новые вычислительные операции, повышающие точность определения вышеуказанных параметров оценки состояния ПЗП. Однако этот путь не может привести

к повышению эффективности эксплуатации скважин, так как виртуальная сущность параметров в таких работах оставляется неизменной, тогда как практическое значение в данном случае представляет динамика сравнительных оценок реальных физических объектов.

Совершенствование методики определения состояния ПЗП

Возникшую проблему можно решить при более тщательном анализе современных теоретических основ разработки нефтяных месторождений. Например, из объективных факторов, характеризующих конструкцию скважин и осложняющих перемещение жидкости между продуктивным пластом и дренирующей его горной выработкой, производственники признают два основных – величину площади поверхности дренажной системы (т.е. в идеале радиус скважины) и величину гидродинамического сопротивления ПЗП как пластового фильтра [27]. В то же время современные руководящие документы рекомендуют использовать только обобщенные характеристики интересующего всех объекта. Следовательно, для более правильного и понятного представления о строении ПЗП целесообразно использовать вполне корректные параметры, физическая сущность которых соответствует реальной конструкции скважин и свойствам продуктивного пласта. К таким параметрам, очевидно, следует отнести: удельную поверхность дренажной системы (УПДС) скважины $r_{пр}^{**}$ и S – безразмерное гидродинамическое сопротивление ее пластово-дренажного фильтра (ПДФ). В состав S , помимо величин, введенных в формулу (1), входит ещё ряд параметров, характеризующих постоянно изменяющиеся свойства пластового континуума, включая скорость движения флюидов, их состав, свойства, давление в ПЗП и т.д. От их величины зависит постоянно изменяющиеся размер и пропускные свойства фильтра. При положительных значениях параметра $S_{гд}$ сопротивление ПДФ увеличивается по сравнению с пластовым, равным $\ln(R/r_{пр}^{**})$, а при отрицательных, наоборот, уменьшается. Способ определения параметра не требует особых разъяснений, так как он задан соответствующими руководящими

документами [11], а наиболее вероятный размер фильтра рассчитывают согласно рекомендациям [28–30].

Идеальное представление о физической сущности и величине первого параметра можно получить, рассмотрев результаты первоначального полного вскрытия продуктивного пласта. В данном случае часть реального ствола скважины, расположенная в продуктивном пласте, является его дреной. Часть боковой поверхности дрены, т.е. площади ствола скважины, приходящаяся на единицу длины дрены, и есть искомая величина. Полученная УПДС, см, соответствует приведенному радиусу скважины $r_{пр}^{**}$, который является условной, уменьшенной в 6,28 раза, количественной характеристикой этого параметра. Физическая сущность параметра не изменится и при других способах вскрытия продуктивного пласта для его дренирования, варьируется только его величина.

В основу операций по определению величины УПДС можно положить общеизвестную формулу Дюпюи, если в качестве функции принять не дебит скважины, а коэффициент ее продуктивности

$$K = 2\pi\epsilon / \ln(R/r_{пр}^*). \quad (3)$$

Все составляющие параметры этой формулы, за исключением приведенного радиуса скважины $r_{пр}^*$, определены экспериментально: K – по результатам исследования скважины методом установившихся отборов (МУО) перед ее остановкой на КВД; ϵ (гидропроводность пласта) методом КВД, а параметр R согласно руководящим документам определяется равным половине расстояния между скважинами в сетке, т.е. зоне влияния скважины. Решив уравнение относительно неизвестной величины, вычислим $r_{пр}^*$. Аналогичный параметр $r_{пр}$ был определен ранее и по КВД. Для найденных приведенных радиусов в соответствии с требованиями РД 153-39.0-109-01 [12] вычисляются соответствующие параметры S^* и S . Такие расчеты были выполнены по результатам исследования 20 скважин на 11 месторождениях Пермского края. На рис. 1, a показан график зависимости между полученными результатами.

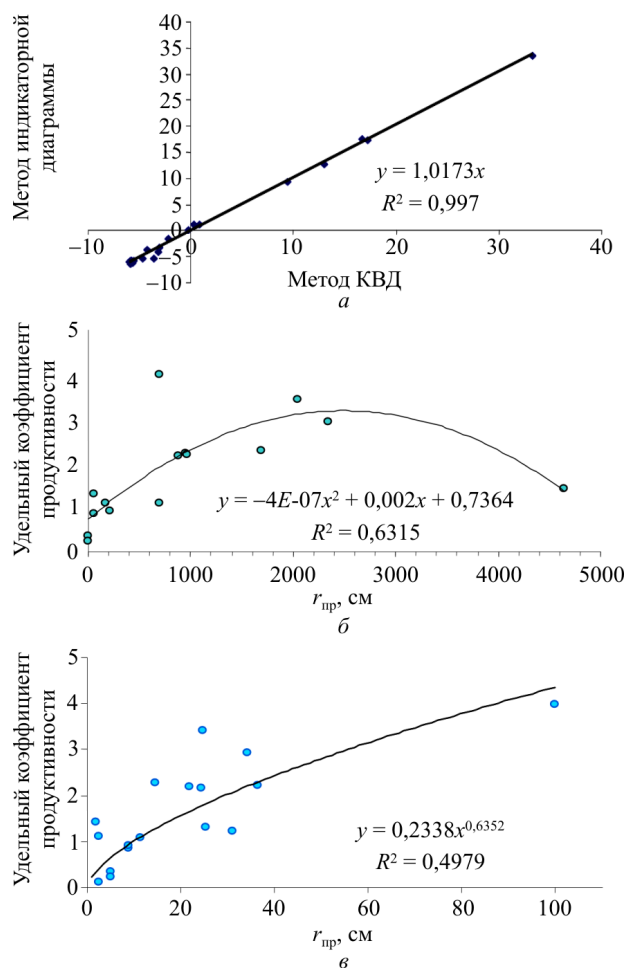


Рис. 1. Зависимости между: a – величинами S , определенными различными методами исследования скважин; $б$ – продуктивностью и приведенным радиусом скважин по КВД; $в$ – продуктивностью и истинным приведенным радиусом скважин

График показывает, что в среднем параметр S^* во всем диапазоне величин имеет системно более высокие значения. Подобное может быть следствием влияния на результаты расчетов различных пластовых условий, доминирующих при различных методах исследования скважин. Параметр S^* определялся по результатам исследования работающих скважин, т.е. при условии скоростного движения флюидов в ПЗП, а параметр S – в остановленных скважинах, т.е. при отсутствии аналогичного движения флюидов в ПЗП. Отсюда, руководствуясь теорией Щурова, можно записать равенство $S^* = S + C$, где параметр C отражает величину дополнительных гидродинамических сопротивлений, появляющихся в ПЗП при движении флюида. Очевидно, что эти сопротивления располагаются в области ПЗП, максимально приближенной к стенке

дрены, где концентрируются наибольшие скорости фильтрации. Внутри дрены гидродинамические сопротивления ничтожны. Кроме того, следует учесть, что данная область по временному признаку выпадает из информационного поля КВД. Теперь, используя полученные значения C в соответствии с руководящими документами, можно определять $r_{пр}^{**}$ (истинный приведенный радиус скважин) – величину, пропорциональную УПДС. При $C = 0$ $r_{пр}^{**} = r_c$.

Для оценки степени влияния двух приведенных радиусов на продуктивность скважин используем в качестве функции его безразмерный аналог – удельный коэффициент продуктивности, т.е. часть рассчитанного по МУО коэффициента, приходящуюся на единицу определенной по КВД гидропроводности пласта. Неотфильтрованные результаты расчетов, выполненные по 15 скважинам, 7 залежам и 13 месторождениям Пермского края, приведены на рис. 1, б, в.

Графики показывают наличие логических связей между исследуемыми параметрами, однако характер этих связей не идентичен. Так, с ростом значений параметров на начальных участках графиков наблюдается аналогичная динамика их продуктивности, что соответствует требованиям теоретической основы (3). При дальнейшем их увеличении во втором варианте (см. рис. 1, в) данная тенденция сохраняется, тогда как в первом варианте (см. рис. 1, б) фиксируется обратный процесс, что противоречит (3). Другой отрицательной характеристикой этого варианта является нулевое значение параметров. Продуктивность скважин при этом в соответствии с формулой (3) должна быть тоже нулевой, но в случае, показанном на рис. 1, б, это не фиксируется. Третий отрицательный признак для первой выборки виден на оси X графиков. При действительном радиусе скважины, равном примерно 10 см, эти значения, представленные на рис. 1, б, маловероятны, более реальными кажутся цифры, приведенные на рис. 1, в.

Представленный анализ позволяет предложить для использования в практических целях приведенный радиус скважин, названный истинным (фактическим). Онкратно соответствует величине УПДС и может

в разумных пределах отклоняться от действительного радиуса скважин, отражая либо засорение их дренажных систем, либо образование новых фильтрующих (инфильтрующих) поверхностей. Что же касается внутреннего безразмерного гидродинамического сопротивления ПДФ скважины, то здесь ничего, кроме ухода от виртуальной оболочки, не изменяется, величина S просто прибавляется к аналогичному сопротивлению дренажной системы скважины.

Для проверки работоспособности предложенных уточнений необходимо было провести расчеты дебитов скважин по формуле Дюпюи с подстановкой в неё вышеназванных параметров и сравнить их с фактическими дебитами. При этом в первом случае при проведении расчетов в знаменателе (3) используем параметр $\ln R/r_{пр}$, а во втором случае вместо него $(\ln R/r_{пр}^{**} + S)$. На рис. 2 приведены результаты сравнения дебитов, рассчитанных по первому варианту для 15 исследованных скважин.

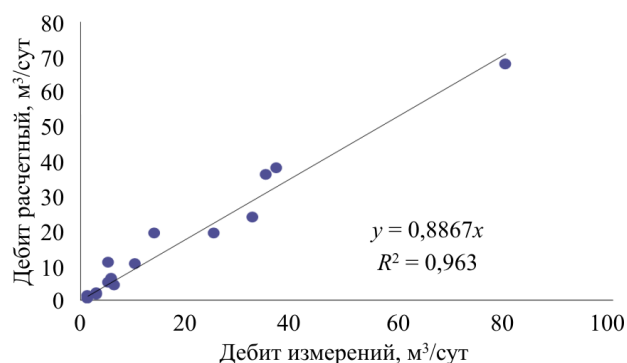


Рис. 2. Соотношение дебитов скважин измеренных и расчетных

Дебиты этих же скважин, рассчитанные по второму варианту формулы Дюпюи, графически не представлены, поскольку они идентичны тем, что получены в результате измерений. Очевидно, что данный вариант вычислительных операций имеет реальные преимущества.

Пример практического использования выделенных характеристик ПЗП

С целью практического использования рекомендуемых параметров ПЗП предлагается оценить степень влияния каждого из них на продуктивность скважин. Ниже на рис. 3

приводится такая оценка на примере шестикратно исследованной скважины 182 Аряжского месторождения, дающей в процессе эксплуатации практически безводную продукцию.

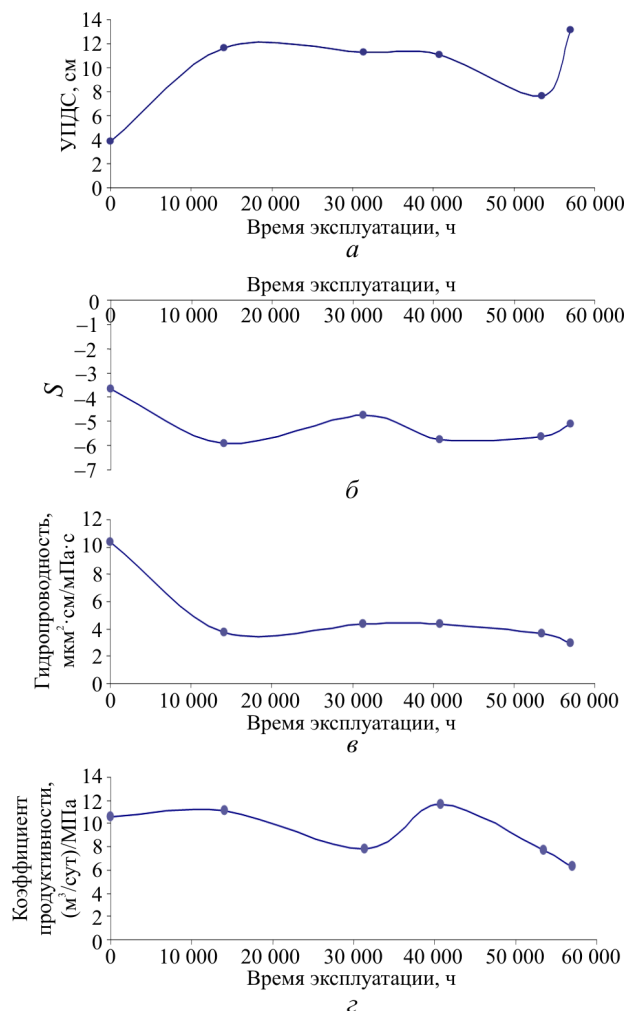


Рис. 3. Динамика: а – УПДС; б – S ; в – гидропроводности; г – продуктивности скважины

Данные на рис. 3, г свидетельствуют о 5%-ном увеличении коэффициента продуктивности скважины в первый период ее эксплуатации. Однако гидропроводность пласта (см. рис. 3, в), от которой напрямую зависит величина этого коэффициента, в это же время снижается примерно на 65 %. Одновременно на 60 % увеличивается степень очистки ПДФ (см. рис. 3, б), а также в 3 раза увеличивается УПДС скважины (см. рис. 3, а). Как видим, положительная динамика последних двух факторов нейтрализовала отрицательное влияние на продуктивность скважины снизившихся флюидопроводящих свойств

основного продуктивного пласта. Анализируя подобным же образом предпоследний период эксплуатации скважины, нетрудно заметить, что на данном этапе к снижению продуктивности скважины в основном привело уменьшение площади ее дренажной системы, т.е. засорение стенок призабойной части ствола виртуальной скважины.

Другой пример представлен на рис. 4, где можно увидеть результаты использования ГТМ на пяти случайно выбранных скважинах. В первых двух вскрыт терригенный коллектор, в остальных карбонатный, скважины расположены на четырех месторождениях Пермского края.

Из анализа графиков, построенных по результатам исследования скважин до и после ГТМ, следует, что наиболее успешной является технология ГТМ, использованная при обработке второй скважины, нагнетательной, и четвертой, добывающей. В первой добывающей скважине довольно интенсивное воздействие на удаленную зону коллектора испорчено засорением пластового фильтра. Отрицательный результат в третьей добывающей скважине получен в основном за счет закупорки поверхности дренажной системы скважины, при незначительной степени очистки ее фильтра. В пятой, тоже добывающей, скважине, получен скромный положительный эффект, в основном за счет очистки пластово-дренажного фильтра, при этом была изрядно испорчена удаленная зона коллектора и частично закупорена дренажная система скважины. При отсутствии данных о параметрах технологии реализованных ГТМ невозможно дать рекомендации, касающиеся нарушений, снизивших эффективность мероприятий.

С целью более детального представления об изменениях, произошедших в зоне пластово-дренажного фильтра скважин в результате проведения ГТМ, используем графоаналитический метод исследования формулы (1) с подстановкой в нее ранее найденных величин. Наиболее вероятные изменения экстремальных числовых значений физических параметров, определяющих величину S , представлены на рис. 5.

Рисунок показывает, что в данном случае, т.е. при отрицательных начальных значениях параметра S , изменение внешних размеров ПДФ после ГТМ более существенным образом влияет на изменение его гидродинамического сопротивления, нежели динамика пропускной способности.

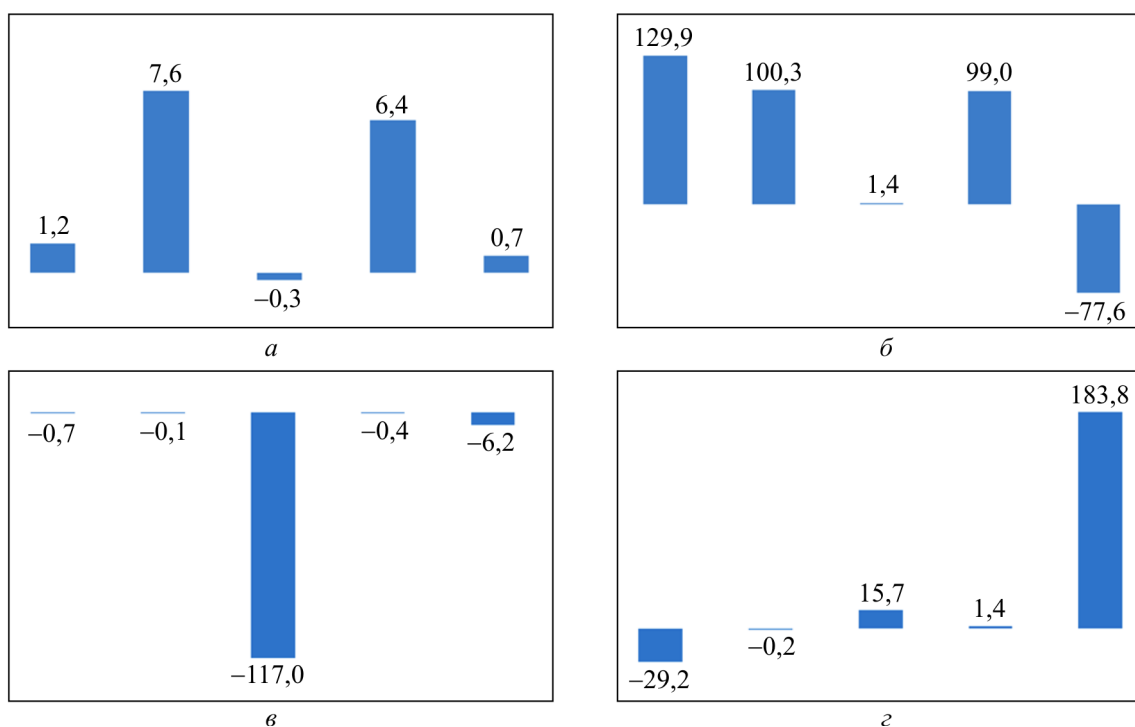


Рис. 4. Степень влияния свойств УЗП и ПЗП на результаты использования ГТМ в пяти скважинах: *а* – относительное увеличение коэффициента продуктивности скважин; *б* – влияние гидропроводности пласта, %; *в* – влияние УПДС скважин, %; *г* – влияние гидродинамического сопротивления ПДФ, %

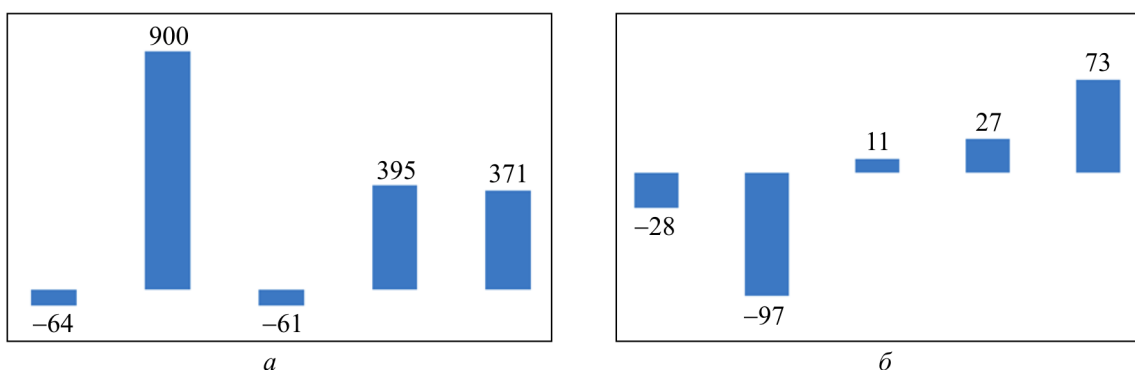


Рис. 5. Относительное изменение характеристик, определяющих величину S после применения ГТМ в скважинах: *а* – гидропроводности ПДФ, %; *б* – размеров ПДФ, %

Таким образом, получив в свое распоряжение пакет предлагаемой информации о состоянии ПЗП, включая УПДС – удельную поверхность дренажной системы скважины и характеристику S – гидродинамическое сопротивление ее ПДФ, технологическая служба промысла легко сможет выбрать наиболее подходящий режим ГТМ с расчетом ожидаемой степени увеличения продуктивности скважин. Выбранная технология будет определять вид реагента, его количество, место размещения в ПЗ скважины, режимы закачки, выдержки и удаления и будет направлена либо на очистку или искусственное увеличение площади поверхности дренажной системы скважины, либо на снижение

гидродинамического сопротивления ее пластово-дренажного фильтра, либо на комбинированное воздействие. В любом случае повторные гидродинамические исследования скважины покажут, какие реальные, а не виртуальные параметры скважины удалось изменить и на какую величину.

Выводы

1. Установлено, что единая обобщенная характеристика состояния призабойной зоны пласта в каждой скважине затрудняет процесс выбора параметров технологии воздействия на ПЗП с целью повышения эффективности эксплуатации скважины.

2. Предложена методика дифференцированной оценки состояния ПЗП, включая определение величины удельной поверхности дренажной системы скважин и величины безразмерного гидродинамического сопротивления пластово-дренажного фильтра.

3. На примере результатов проведения систематических гидродинамических исследований показаны возможности использования предложенных характеристик ПЗП для выявления причин изменения продук-

тивности длительно эксплуатирующейся скважины.

4. На примере гидродинамических исследований, проведенных до и после ГТМ, показаны возможности использования вышеуказанных параметров для определения причин снижения эффективности реализованных технологий.

5. Указаны основные направления дифференцированного подхода к планированию технологии ГТМ для конкретных призабойных условий каждой скважины.

Библиографический список

1. Van Everdingen A.F., Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs // *Journal of Petroleum Technology*. – 1949. – Vol. 1, № 12. – P. 305–323. DOI: 10.2118/949305-G
2. Joers C.J., Smith R.V. Determination of effective formation permeabilities and operation efficiencies // *The Petroleum Engineer*. – 1954. – № 11. – С. 15–22.
3. Miller C.C., Dyis A.B., Hutchinson C.A. The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom – hole pressure build – up characteristics // *Journal of Petroleum Technology*. – 1950. – Vol. 2, № 4. – P. 91–104. DOI:10.2118/950091-G
4. Щелкачев В.Н. Влияние радиуса и гидродинамического несовершенства скважины на ее производительность // *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. – 1950. – № 9. – С. 5–10.
5. Horner D.R. Pressure build – up in wells // *Proc. Third World Petroleum Congress*. – The Hague, 1951.
6. Глаговский М.М. Дебит скважин, не совершенных по степени вскрытия пласта // *Тр. Моск. нефт. ин-та*. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – Вып. 11. – С. 45–48.
7. Хейн А.Л. Теоретические основы и методика определения параметров пласта по данным испытания несовершенных скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкости и газа // *Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений*. – М.–Л., 1953. – С. 80–144.
8. Пилатовский В.П. Влияние призабойной макронеоднородности пласта на дебит скважин // *Докл. АН СССР*. – 1953. – Т. 93, № 3. – С. 417–420.
9. Исследование призабойной зоны пластов при интенсификации добычи нефти за рубежом // *ВНИИОНГ. Серия: Нефтепромысловое дело*. – М., 1985
10. Пономарева И.Н., Савчик М.Б., Ерофеев А.А. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 7. – С. 114–115.
11. Савчик М.Б., Пономарева И.Н. Оценка состояния прискважинных зон при обработке недовосстановленных кривых восстановления давления // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2011. – № 2 – С. 77–82.
12. Thomas G.B. Analysis of pressure buildup data // *Petroleum Transactions of AIME*. – 1953. – Vol. 198. – P. 126–128.
13. Пилатовский В.П. Фильтрация жидкости в несовершенном пласте // *Основы точных наук*. – 1954. – № 4. – С. 121–132.
14. Щелкачев В.Н., Назаров С.Н. Учет влияния гидродинамического несовершенства скважин в условиях упругого режима // *Нефтяное хозяйство*. – 1954. – № 5. – С. 35–41.
15. Временная инструкция по установлению технологического режима и исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – 55 с.
16. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин / В.Н. Васильевский, С.Г. Каменецкий-Федоров [и др.]. – М.: Миннефтепром, Всесоюз. науч. исслед. ин-т, 1963. – 68 с.
17. Степанов В.П., Кузмин В.М. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов. – М.: ОНТИ ВНИИ, 1972. – 159 с.
18. Минеев Б.П. Определение параметров пласта по кривой восстановления давления с учетом гидродинамического несовершенства скважин // *РНТС. ВНИИОЭНГ. Серия: Промысловое дело*. – 1976. – № 6. – С. 12–16.
19. РД 39-3-593-81. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин. – М.: МНП ВНИИ, 1982. – 180 с.
20. Разработка усовершенствованной технологии проведения и обработки данных гидродинамических исследований с целью увеличения продуктивности и оптимизации режимов периодически работающих скважин / сост. В.А. Мордвинов, И.Н. Пономарева, М.А. Войтенко; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 170 с.
21. Щуров В.И. Влияние перфораций на приток жидкости из пласта в скважину // *Тр. совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти*. – Баку: Изд-во АН Азербайджанской ССР, 1953. – С. 144–149.
22. РД 39-0147009-509-85. Методика оценки качества вскрытия пластов и освоения скважин / Н.Р. Рабинович, Е.П. Ильясов [и др.]. – М.: МНП, ВНИИ КС и БР, 1985. – 36 с.

23. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений / В.М. Кузмин, А.В. Свалов, Г.Г. Вахитов, В.Н. Васильевский, В.М. Мамуна [и др.]. – М.: Миннефтегазпром, 1991. – 540 с.

24. РД 153-3 9.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных месторождений / Р.Г. Шагиев, Л.Г. Кульпин, В.С. Левченко, С.Г. Вольпин, Ю.А. Мясников [и др.] / МИНЭНЕРГО, ФГУ «Экспертнефтегаз». – М., 2002. – 75 с.

25. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта. – Уфа: Изд-во Уфим. гос. нефт. техн. ун-та, 2005. – 44 с.

26. Трушкин В.В. Методика определения скин-фактора, разработанная при освоении Игольско-Туловского месторождения нефти // Георесурсы. – 2015. – 1 (60). – С. 7–12. DOI: 10.18599/grs.60.1.2

27. Гидродинамическое совершенство скважин / ВНИИОНГ. Серия: Нефтепромысловое дело. – М., 1983. – Вып. 1 (50).

28. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоян Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.

29. Капцанов Б.С., Фогельсон В.Б. Обработка кривых восстановления давления в неоднородных пластах // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 2. – С. 39–43.

30. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Турбаков М.С. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 3. – С. 12–15.

References

1. Van Everdingen A.F., Hurst W. The application of the laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1949, vol.1, no.12, pp.305-323. DOI: 10.2118/949305-G

2. Joers C.J., Smith R.V. Determination of effective formation permeabilities and operation efficiencies. *The Petroleum Engineer*, 1954, no.11, pp. 15-22.

3. Miller C.C., Dyis A.B., Hutchinson C.A. The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom – hole pressure build – up characteristics. *Journal of Petroleum Technology*, 1950, vol. 2, no.4, pp.91-104. DOI:10.2118/950091-G

4. Shchelkachev V.N. Vlianie radiusa i gidrodinamicheskogo nesovershenstva skvazhiny na ee proizvoditel'nost' [Influence of the radius and hydrodynamic imperfection of the well on its productivity]. *Azerbaidzhanskoe nefitianoie khoziaistvo*, 1950, no.9, pp.5-10.

5. Horner D.R. Pressure build – up in wells. *Proc. Third World Petroleum Congress*. The Hague, 1951.

6. Glagovskii M.M. Debit skvazhin nesovershennykh po stepeni vskrytiiia plasta [The production rate of imperfect wells by the degree of formation opening]. *Trudy Moskovskogo nefitianogo instituta*. Moscow, Gostoptekhizdat, 1951, iss.11.

7. Khein A.L. Teoreticheskie osnovy i metodika opredeleniia parametrov plasta po dannym ispytaniia nesovershennykh skvazhin pri neustanovivshemsia rezhime fil'tratsii zhidkosti i gaza [Theoretical foundations and methods of reservoir parameters determination from imperfect well testing data under unsteady liquid and gas filtration regime]. *Voprosy razrabotki i ekspluatatsii gazovykh mestorozhdenii*. Moscow, Leningrad, 1953, pp.80-144.

8. Pilatovskii V.P. Vlianie prizaboinoi makroneodnorodnosti plasta na debit skvazhin [Influence of bottomhole macroinhomogeneity of the formation on the well rate]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1953, vol.93, no.3, pp.417-420.

9. Issledovanie prizaboinoi zony plastov pri intensifikatsii dobychi nefiti za rubezhom [Exploration of the bottomhole formation zone with intensification of oil

production abroad]. VNIIONG, seriia “Neftepromyslovoe delo”. Moscow, 1985.

10. Ponomareva I.N., Savchik M.B., Erofeev A.A. Usloviia primeneniia skin-faktora dlia otsenki sostoianiia priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov [Conditions of skin factor use when estimating the state of the critical area of formation]. *Nefitianoie khoziaistvo*, 2011, no.7, pp.114-115.

11. Savchik M.B., Ponomareva I.N. Assessment borehole cavity conditions while processing unrepaired pressure transient technique. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2011, no.2, pp.77-82.

12. Thomas G.B. Analysis of pressure buildup data. *Petroleum Transactions of AIME*, 1953, vol. 198, pp.126-128.

13. Pilatovskii V.P. Fil'tratsiia zhidkosti v nesovershennom plaste [Filtration of liquid in imperfect formation]. *Osnovy tochnykh nauk*, 1954, no.4, pp.121-132.

14. Shchelkachev V.N., Nazarov S.N. Uchet vliianiia gidrodinamicheskogo nesovershenstva skvazhin v usloviakh uprugogo rezhima [Consideration of the influence of hydrodynamic imperfection of wells under conditions of elastic regime]. *Nefitianoie khoziaistvo*, 1954, no.5, pp.35-41.

15. Vremennaia instruktsiia po ustanovleniiu tekhnologicheskogo rezhima i issledovaniia skvazhin [Temporary instruction for setting the technological regime and investigating wells]. Gostoptekhizdat, 1954, 55 p.

16. Vasil'evskii V.N., Kamenetskii-Fedorov S.G. et al. Vremennaia instruktsiia po gidrodinamicheskim issledovaniiam plastov i skvazhin [Temporary instruction for hydrodynamic studies of reservoirs and wells]. Moscow, Minneftprom, Vsesoiuznyi nauchnyi issledovatel'skii institut, 1963, 68 p.

17. Stepanov V.P., Kuzmin V.M. Rukovodstvo po gidrodinamicheskim issledovaniiam neodnorodnykh plastov [Guide to hydrodynamic studies of heterogeneous beds]. Moscow, ONTI VNII, 1972, 159 p.

18. Mineev B.P. Opredelenie parametrov plasta po krivoi vosstanovleniia davleniia s uchetom gidrodina-

micheskogo nesovershenstva skvazhin [Determination of reservoir parameters from the pressure recovery curve taking into account hydrodynamic imperfection of wells]. RNTS. VNIIOENG, seriia "Promyslovoe delo", 1976, no.6, pp.12-16.

19. RD 39-3-593-81. Instruksiia po gidrodinamicheskim metodam issledovaniia plastov i skvazhin [Instruction on the hydrodynamic methods of formation and well studies]. MNP VNII, 1982, 180 p.

20. Mordvinov V.A., Ponomareva I.N., Voitenko M.A. Razrabotka usovershenstvovannoi tekhnologii provedeniia i obrabotki dannikh gidrodinamicheskikh issledovaniĭ s tsel'iu uvelicheniia produktivnosti i optimizatsii rezhimov periodicheskoi rabotaiushchikh skvazhin [Development of advanced technology for conducting and processing data from hydrodynamic studies in order to increase productivity and optimize the regimes of periodically operating wells]. Perm', 2004, 170 p.

21. Shchurov V.I. Vliianie perforatsii na pritok zhidkosti iz plasta v skvazhinu [Effect of perforations on the inflow of fluid from the formation into the well]. *Trudy Soveshchaniia po razvitiu nauchno-issledovatel'skikh rabot v oblasti vtorichnykh metodov dobychi nefii*. Izdatel'stvo Akademii nauk Azerbaidzhanskoi SSR, 1953, pp.144-149.

22. RD 39-0147009-509-85. Rabinovich N.R., Il'iasov E.P. et al. Metodika otsenki kachestva vskrytiia plastov i osvoeniia skvazhin [Technique for assessing the quality of formation opening and well development]. MNP, VNII KS i BR, 1985, 36 p.

23. RD 39-100-91. Kuzmin V.M., Svalov A.V., Vakhitov G.G., Vasil'evskii V.N., Mamuna V.M. et al. Metodicheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim, promyslovo-geofizicheskim i fiziko-khimicheskim metodam kontroliia razrabotki nefiianyx mestorozhdenii [Methodical guidance on hydrodynamic, field-geophysical and physicochemical methods of control over the development of oil fields]. MINNEFTEGAZPROM, 1991, 540 p.

24. RD 153-3 9.0-109-01. Shagiev R.G., Kul'pin L.G., Levchenko V.S., Vol'pin S.G., Miasnikov Iu.A. et al.

Metodicheskie ukazaniia po kompleksirovaniu i etapnosti vypolneniia geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniĭ nefiianyx neftegazovykh mestorozhdenii [Methodical instructions on the complexation and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical exploration of oil and gas fields]. MINENERGO, Ekspertneftegaz, 2002, 75 p.

25. Mufazalov R.Sh. Skin-faktor i ego znachenie dlia otsenki sostoianiia okoloskvazhinnogo prostranstva produktivnogo plasta [Skin factor and its importance for the evaluation of the condition of the near wellbore space of a productive formation]. Ufa, Izdatel'stvo Ufimskogo gosudarstvennogo nefiianogo tekhnicheskogo universiteta, 2005, 44 p.

26. Trushkin V.V. Metodika opredeleniia skin-faktora, razrabotannaia pri osvoenii Igol'sko-Tulovskogo mestorozhdeniia nefii [Method for determining the skin factor, developed during the development of the Igol'sko-Tulovskoye oil field]. *Georesursy*, 2015, 1 (60), pp.7-12. DOI: 10.18599/grs.60.1.2

27. Gidrodinamicheskoe sovershenstvo skvazhin [Hydrodynamic perfection of wells]. VNIIONG, seriia "Neftepromyslovoe delo". Moscow, 1983, iss. 1 (50).

28. Ibragimov L.Kh., Mishchenko I.T., Cheloiian D.K. Intensifikatsiia dobychi nefii [Intensification of oil production]. Moscow, Nauka, 2000, 414 p.

29. Kaptsanov B.S., Fogel'son V.B. Obrabotka krivykh vosstanovleniia davleniia v neodnorodnykh plastakh [Treatment of pressure recovery curves in heterogeneous reservoirs]. *Nefiianoe khoziaistvo*, 1984, no.2, pp.39-43.

30. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Turbakov M.S. Otsenka uslovii primeneniia metodov obrabotki krivykh vosstanovleniia davleniia skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Evaluation of conditions for the application of methods for processing well pressure recovery curves in carbonate reservoirs]. *Inzhener-neftianik*, 2011, no.3, pp.12-15.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Дзюбенко А.И., Никонов А.Н., Мерсон М.Э. Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С.148–157. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.5

Please cite this article in English as:

Dziubenko A.I., Nikonov A.N., Merson M.E. Increase in efficiency of methods of bottomhole formation zone treatment in active wells by information technique. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.148-157. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.5