

НЕКОТОРЫЕ СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Р.Х. Ахмадуллин

*Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть», Елабуга, Россия
E-mail: ahmadullinrh@tatneft.ru*

Рыночные условия в период экономического кризиса требуют обеспечения высокой эффективности капитальных вложений на всех стадиях производства по двум основным направлениям: увеличение дебита новых скважин, восстановление добычи из высокообводнённого и бездействующего фондов и снижение затрат на бурение и обустройство скважин. Задача решается путём совершенствования существующих систем разработки, широким внедрением уже апробированных методов увеличения нефтеотдачи, в том числе, применения горизонтальной технологии, обеспечивающей более полную выработку межскважинного пространства и массовым проведением геолого-технических мероприятий по восстановлению добычи из бездействующего и высокообводнённого фондов скважин. Среди последних выделяется мало затратная технология по восстановлению дебита нефти в открытых стволах скважин с горизонтальным окончанием (СГО), эксплуатирующих карбонатные коллекторы нижнего и среднего карбона на месторождениях Республики Татарстан. Суть технологии заключается в снижении подвески насоса непосредственно в горизонтальную часть ствола скважины, по возможности, на самую низкую гипсометрическую отметку её траектории в нефтенасыщенной части эксплуатационного объекта. При этом увеличивается дебит нефти, уменьшается обводнённость продукции скважины, продляется срок её службы, осуществляется выполнение и удержание проектных уровней добычи, достигается наиболее полная выработка запасов нефти, и увеличивается конечный коэффициент извлечения нефти. Учитывая положительные результаты применения технологии, её предлагается распространить на все месторождения Татарстана, где эксплуатируются карбонатные коллекторы СГО.

Ключевые слова: геологическое строение, объект разработки, насосное оборудование, увеличение добывных возможностей, скважина с горизонтальным окончанием

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.6>

Для цитирования: Ахмадуллин Р.Х. Некоторые способы увеличения добывных возможностей из карбонатных коллекторов, разрабатываемых с применением горизонтальных технологий. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 4. Ч. 1. С. 341-345. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.6>

Высокая эффективность выработки запасов нефти из слабопроницаемых карбонатных коллекторов осуществляется по двум основным направлениям: увеличение дебита новых скважин и восстановление добычи из бездействующего и высокообводнённого фондов, снижение затрат на бурение и обустройство скважин. И в том, и другом случаях эффективным оказалось осуществление выработки запасов нефти путём внедрения современных технологий и способов разработки месторождений углеводородного сырья с применением горизонтальной технологии (ГТ). Причём, применение ГТ позволяет уменьшить количество проектного вертикального фонда скважин, при этом не уменьшая, а увеличивая коэффициент охвата выработкой запасов нефти за счёт пространственной архитектуры дренирования пластов, что ведет к повышению коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономии на инфраструктуре. Немаловажным моментом является увеличение срока эффективной эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием.

Республика Татарстан, имеющая более чем полувековую историю разработки нефтяных месторождений, играет значимую роль в общем объеме добычи нефти страны в целом. Все месторождения республики сложно-построенные: многообъектные и многозалежные. К настоящему времени доля добычи нефти из низкопродуктивных

карбонатных коллекторов неуклонно растёт на фоне опережающей выработки высоко продуктивных пластов. Проблема повышения нефтеотдачи пластов и сохранения устойчивых темпов отбора на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть» весьма актуальна. Территория месторождений относится к Татарстанскому нефтеносному региону и приурочена к северному склону Южно-Татарского свода (ЮТС) и Южному склону Северо-Татарского свода (СТС).

На примере Кадыровского, Бастрьковского и Контузлинского месторождений, разрабатываемых с применением ГТ, установлены зависимости добывных возможностей СГО от гипсометрического положения насосного оборудования в скважине: над продуктивным пластом и непосредственно в интервале продуктивного пласта. На рассматриваемых месторождениях с использованием СГО разрабатываются залежи в карбонатных коллекторах турнейского и башкирского возрастов. Причём необходимо отметить, что залежи в отложениях турнейского яруса на Кадыровском и Бастрьковском месторождениях нарушены эрозионными врезами, они имеют преимущественно массивный тип строения (Рис. 1).

Значения коллекторских свойств, определённые по ГИС, по отложениям турнейского яруса составили по пористости в среднем 10,2%, проницаемости $4-157 \times 10^{-3}$ мкм².

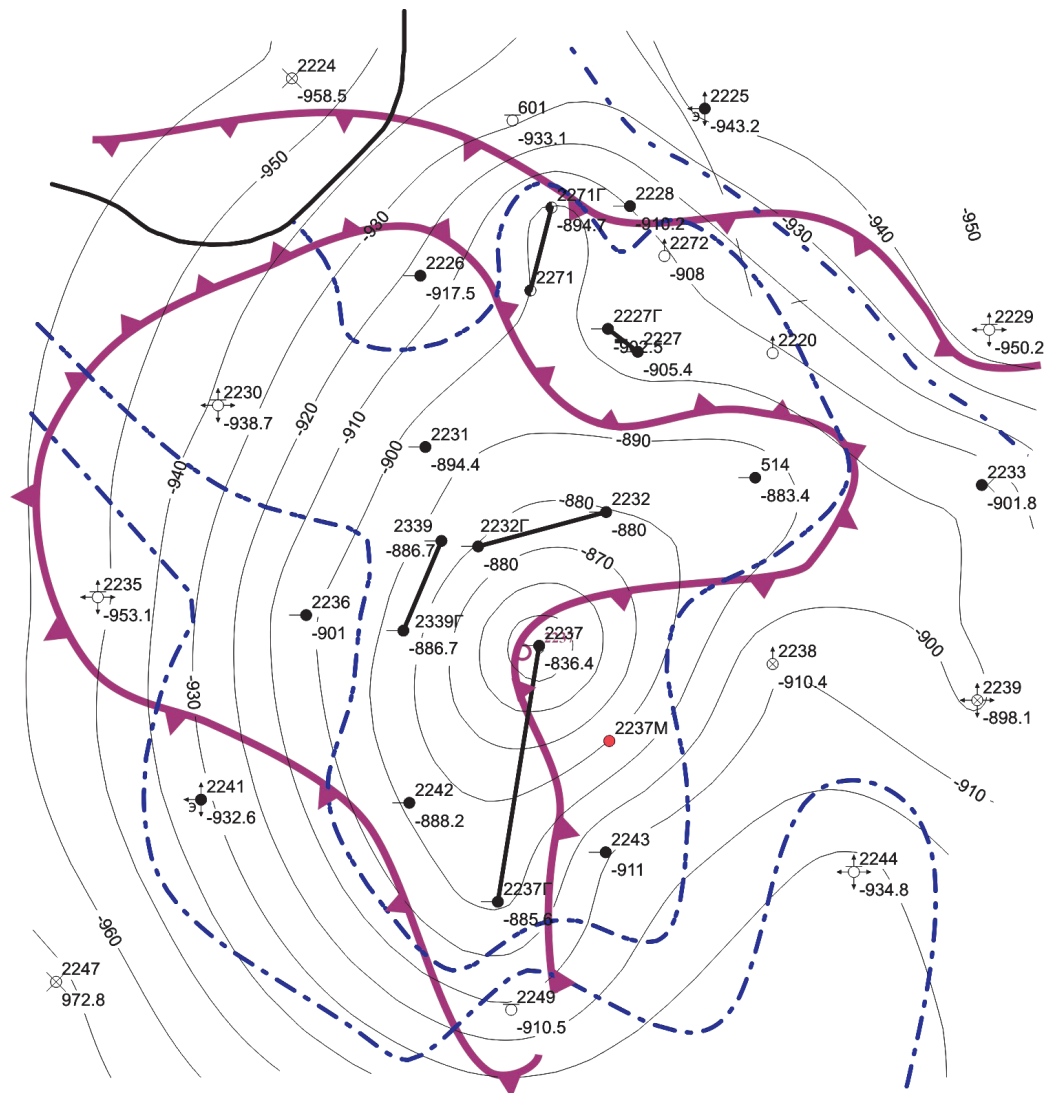


Рис. 1. Фрагмент структурной карты по кровле отложений турнейского яруса на Средне-Багряжском участке Кадыровского месторождения (район скв. №№ 2271г, 2339г, 2227г)

Коллектор по В.Н. Дахнову относится к низко- и среднеёмким, слабопроницаемым коллекторам.

По ряду СГО, по которым добыча нефти снизилась более чем на 60% от начальной, и в низко дебитных СГО была предпринята попытка реанимации и увеличения дебита нефти путём спуска насосного оборудования в условно-горизонтальную часть ствола (УГЧС) скважины, в интервал продуктивного пласта.

Результаты анализа технологических показателей говорят о значительном преимуществе способа выработки запасов из карбонатных коллекторов открытыми стволами скважин с горизонтальным окончанием с установкой подвески насоса в условно-горизонтальную часть траектории скважины на самую низкую гипсометрическую отметку (Рис. 2).

Как следует из анализа (графика технологических показателей), начальный дебит нефти по скважине № 2271г составил 10 т/сут при обводнённости 5,7%. Дебит падал в соответствии с падением текущего пластового давления в зоне отбора. Разрез отложений высоконеоднородный, и коэффициент песчанности в среднем по отложениям турнейского яруса равен 0,59 д.ед., расчленённости – 4,7 ед., по карбонатным отложениям башкирского яруса коэффициент песчанности в среднем равен 0,344 д.ед.,

а расчленённости – 13,9 ед. При такой расчленённости пластовое давление в зоне отбора практически не восстанавливается даже при наличии закачки вытесняющего агента. В последнем случае наблюдаются прорывы воды в добывающие скважины по трещинам.

В связи с малодобитностью скважины геологической службой Нефтегазодобывающего управления было принято решение прибегнуть к технологии по перемещению подвески насоса в УГЧС на максимально возможную гипсометрическую отметку при ГИС – контроле положения в разрезе пористо-проницаемых пропластков, поскольку участок нарушен эрозионным ранневизейским врезом и имеет высокую неоднородность как по площади, так и по разрезу (Рис. 2).

Подвеску насоса 05.2015 года спустили в УГЧС на глубину 1172,1 м, что соответствует абс.отметке минус 905,1 метра, в верхнюю наиболее проницаемую пачку толщиной 8 метров (Рис. 2).

В результате проведённого мероприятия дебит нефти увеличился в два раза (Табл. 1, рис. 3).

Коллекторские характеристики карбонатных отложений башкирского яруса несколько отличаются от коллекторских свойств вмещающих пород турнейского яруса: у них выше ёмкость (до 22%) и выше проницаемость (до

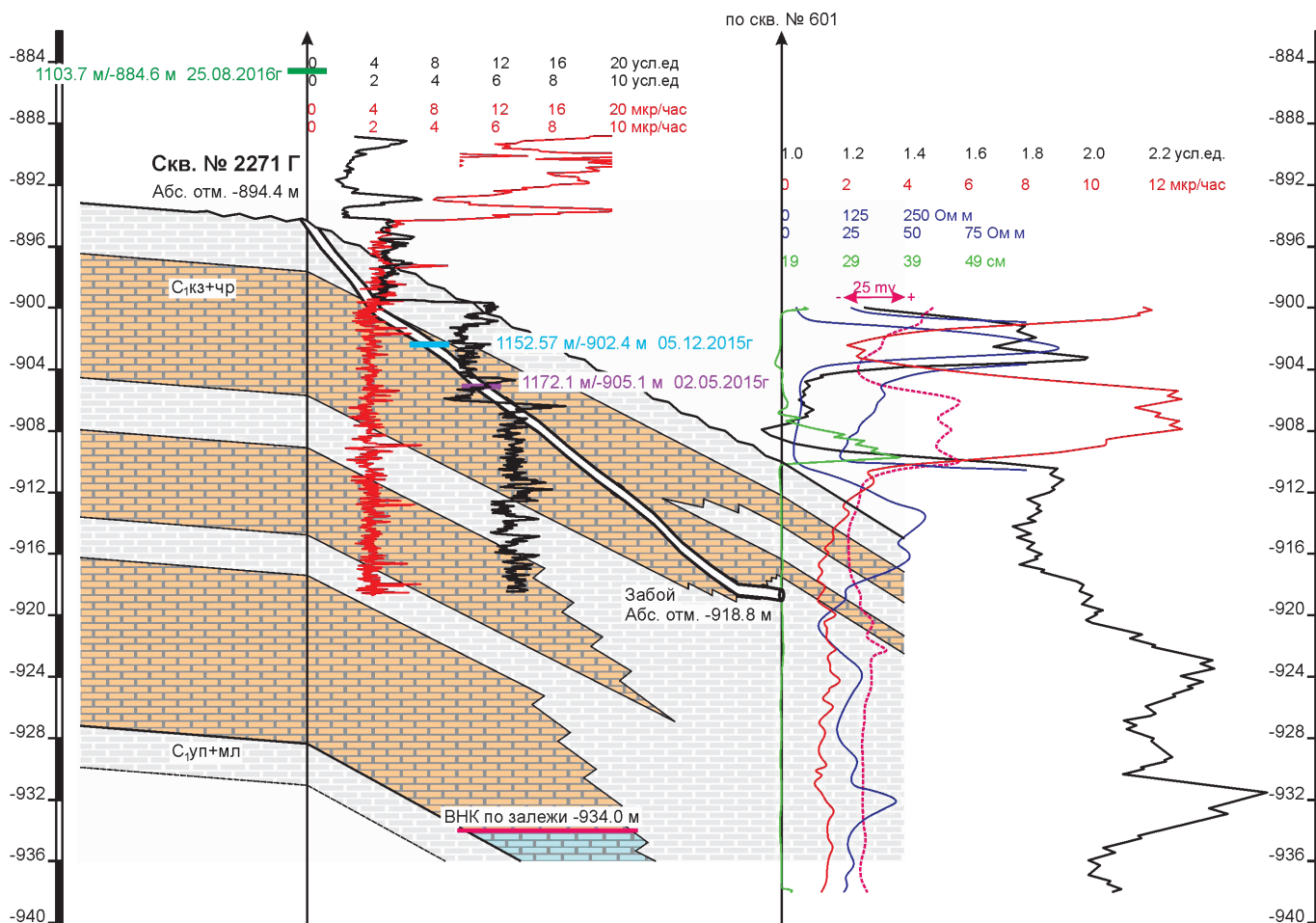


Рис. 2. Фрагмент профиля отложений турнейского яруса на Средне-Багряжском участке Кадыровского месторождения в районе СГО № 2271г

№ п/п	№№ скв.	Ярус	Показатели работы скважины от положения насоса в ГС							
			начальное		до спуска в ГС		после спуска в ГС		на 01.01.17 после приподъёма	
			Qн, т/сут	%в	Qн, т/сут	%в	Qн, т/сут	%в	Qн, т/сут	%в
1	1555	турнейский	9,6	76,5	5,8	36	13,25	8,3	8	19,5
2	1627Г	турнейский	7,8	13,1	6,32	12,3	6,86	2	3,2	6,8
3	1714Г	башкирск.	3,2	12,5	1,81	4	6,37	3	2,484	2,32
4	1719Г	башкирск.	1,1	5,4	1,3	3	5,18	10	2,708	3,37
5	1723Г	башкирск.	2,6	4,8	3,89	4	5,22	3,3	3,148	3,36
6	2271Г	турнейский	10	5,3	2,7	11	5,35	9	1,527	7,12
7	2339Г	турнейский	3,6	3,3	2,09	5,3	3,41	4,2	5,475	4,02
8	2227Г	турнейский	2,6	25,3	0,57	11	2,85	6	1,036	4,6
9	2237Г	турнейский	7,6	3,9	3,9	7,2	7,2	4	3,078	25,7

Табл. 1. Зависимость дебита нефти от положения насосного оборудования в СГО

300 мкм² x 10 мкм*) за счёт кавернозности и более плотной трещиноватости (до 500 ед./п.м.), которая увеличивается вниз по разрезу. Но расчленённость башкирско-серпуховского карбонатного комплекса выше.

Такая же картина отмечается по всем скважинам, на которых испытывалась технология, в том числе и по СГО, эксплуатирующим карбонатный коллектор башкирского яруса (Табл. 1, рис. 4).

Таким образом, для реанимации добычи нефти по СГО с открытыми стволами, эксплуатирующих карбонатные коллекторы нижнего и среднего карбона на территории Республики Татарстан, автором предлагается

мало затратная технология, заключающаяся в спуске подвески насоса непосредственно в продуктивный пласт в условно-горизонтальную часть ствола скважины, где зенитный угол составляет 74-90°, на максимально возможную низкую гипсометрическую отметку траектории скважины в нефтенасыщенной части пласта. При таких углах известные марки штанговых насосов практически не работают. Замена их на модернизированные 2СПНЛ-45/19 и 2СП45/24 даёт возможность работать насосному оборудованию в горизонтальном стволе или в стволах с большими зинитными углами (более 60°) и при этом увеличить дебит нефти, уменьшить обводнённость

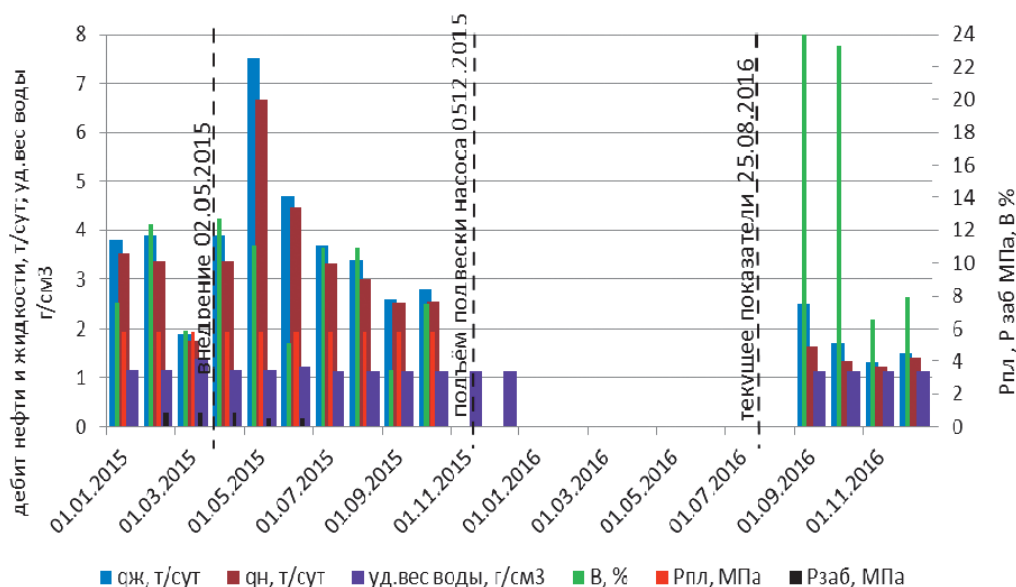


Рис. 3. Технологические показатели работы СГО № 2271г на отложения турнейского яруса Кадыровского месторождения с начала эксплуатации

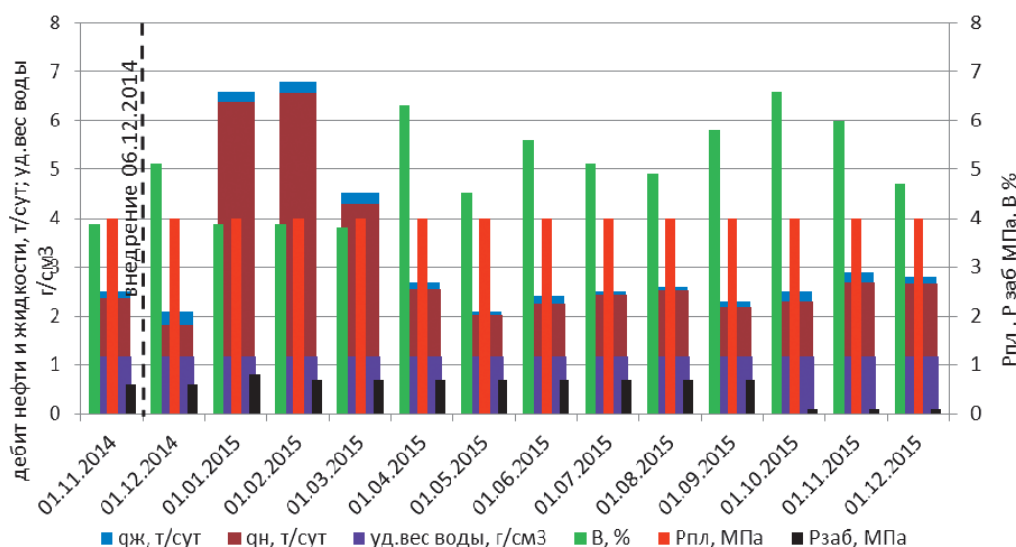


Рис. 4. Технологические показатели работы СГО № 1714г на отложения бакирского яруса Контузлинского месторождения с начала эксплуатации

продукции СГО, продлить срок её службы, осуществить выполнение и удержание проектных уровней добычи, достигнуть наиболее полной выработки запасов нефти и увеличить конечный КИН.

Дополнительная добыча нефти от геолого-технических мероприятий по указанным скважинам по состоянию на 1.01.2017 г. составила 6507 тонн нефти за средний срок эксплуатации скважин с глубиннонасосным оборудованием в горизонтальной части пласта – 20 месяцев.

Сведения об авторе

Рустам Хамзович Ахмадуллин – Начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений, Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423603, Елабуга, Нефтяников пр., д. 32

Статья поступила в редакцию 27.07.2017;
Принята к публикации 23.10.2017; Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

Several Methods to Increase Production from Carbonate Reservoirs, Developed by means of Horizontal Technology

R.Kh. Akhmadullin

Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC, Elabuga, Russia

E-mail: ahmadullinrh@tatneft.ru

Abstract. Market conditions during the economic crisis require the provision of high efficiency of capital investments at all stages of production in two main areas: increasing the flow rate of new wells, recovering production from highly-drained and inactive stock of wells, and reducing drilling and well site construction costs. The task is solved by improving the existing development systems, broadly implementing the already proven methods of increasing oil recovery, including the use of horizontal technology that provides more complete production of inter-well space and massive geological and technical measures to restore production from inactive and highly watered wells. Among the latter, there is little costly technology to restore oil production in open wells with a horizontal end, which operate carbonate reservoirs of the Lower and Middle Carboniferous deposits in the Republic of Tatarstan. The essence of the technology is to lower the suspension of the pump directly to the horizontal part of the well, if possible, to the lowest hypsometric mark of its trajectory in the oil-saturated part of the operational object. At the same time, the oil production rate increases, the watering of the well production decreases, its service life is extended, the design levels of production are maintained, the most complete

production of oil reserves is achieved and the ultimate oil recovery factor is increased. Taking into account the positive results of the application of the technology, it is proposed to extend it to all fields of Tatarstan, where the carbonate reservoirs with wells with horizontal end are operated.

Keywords: geological structure, development object, pumping equipment, increase in production capabilities, well with horizontal end

For citation: Akhmadullin R.Kh. Several Methods to Increase Production from Carbonate Reservoirs, Developed by means of Horizontal Technology. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 1. Pp. 341-345. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.6>

About the Author

Rustam Kh. Ahmadullin – Head of the Technological Department for Oil and Gas Field Development, Oil and Gas Production Department Prikamneft Tatneft PJSC
32 Neftyanikov Ave, Elabuga, 423603, Russia

*Manuscript received 27 July 2017;
Accepted 23 October 2017; Published 30 November 2017*