

## **ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПОСЛЕ БУРЕНИЯ И ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ВИБРОВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ**

**Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В.**

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что большая часть их характеризуется снижением продуктивности и повышением обводненности эксплуатационных скважин. Особенно осложнились проблемы с массовым проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП) на месторождениях, который часто в процессе эксплуатации скважин сопровождается загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП) сложным по составу кольматантом. Для борьбы с этим явлением и с целью повышения продуктивности скважин на месторождениях применяются различные методы интенсификации добычи нефти. Разработан и успешно прошел испытания в промысловых условиях комплексный виброволновой метод воздействия для восстановления продуктивности скважин с проведенным ранее гидравлическим разрывом пласта и после бурения. Технология рекомендована промысловиками для дальнейшего применения на месторождениях.

Ключевые слова: виброволновой метод, продуктивность скважин, призабойная зона, обводненность.

## **RESTORING THE PRODUCTIVITY OF THE WELLS AFTER DRILLING AND HYDRAULIC FRACTURING BY VIBROWAVE METHOD**

**Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V.**

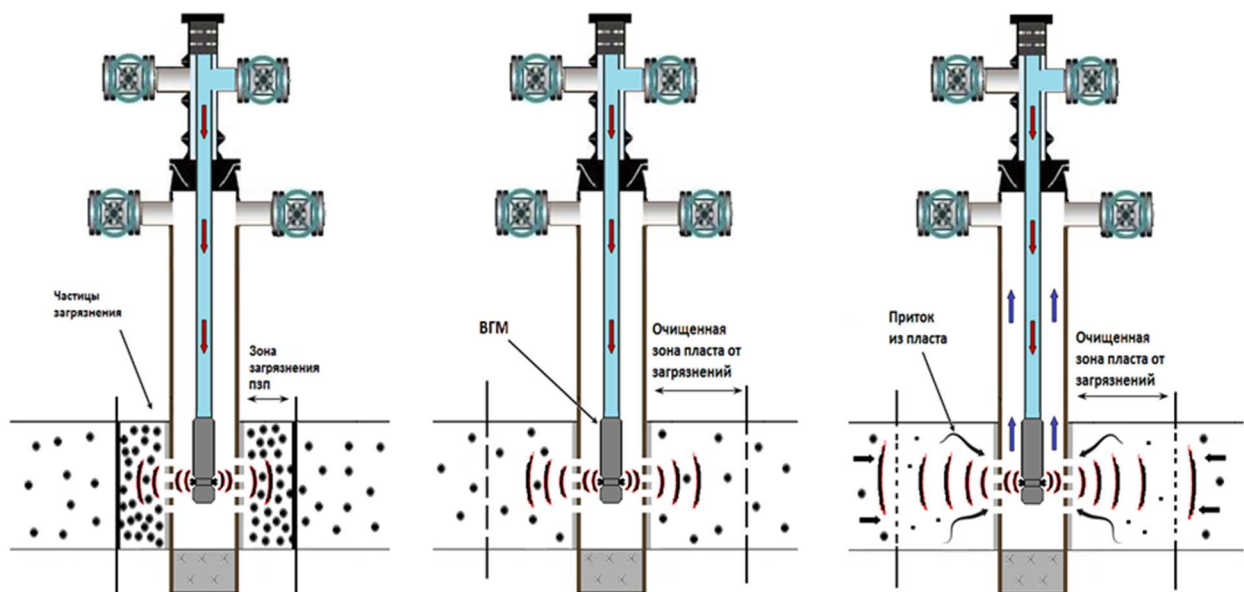
*Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

The current status of the development of oil fields in Western Siberia shows that most of them characterized by lower productivity and increasing water cut wells. Especially complicated by the problems with the massive conducting hydraulic fracturing (fracking) at the fields, often in the process of well operation results in pollution of bottom-hole formation zone (PPP) with a complex composition pollution. To combat this phenomenon and with the aim of increasing the productivity of wells by using different methods of intensification of oil production. Developed and successfully tested in field conditions complex vibrowave method of treatment is to restore well productivity with previously held hydraulic fracturing and after drilling. The technology recommended by the commercial fishermen for later use on the fields.

Keywords: Vibration wave method, productivity of wells, bottomhole zone, water cut.

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что большая часть запасов нефти и газа сосредоточены в продуктивных объектах на третьей и четвертой стадии эксплуатации, характеризующейся снижением продуктивности скважин, повышением преждевременной обводненности. По анализу исследователей, эта проблема большинства месторождений Западной Сибири, к примеру: Самотлорского, Комсомольского, Тарасовского, Барсуковского, Западно-Пурпейского, Южно-Харампурского, Хохряковского, Южно-Охтеурского и т.д. Особенно осложнились проблемы с массовым проведением гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях, который часто в процессе эксплуатации скважин сопровождается загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП) сложным по составу кольматантом. Для борьбы с этим явлением и с целью повышения продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири применяются различные методы интенсификации добычи нефти. Наиболее технологичным методом

воздействия является метод воздействия с переменными давлениями и на этом основании нами разработан волновой гидромонитор (ВГМ) [1]. Суть метода заключается в поинтервальной (через каждые 30 см) очистке пласта жидкостью с импульсными перепадами давлений, с разными низкими частотами, создаваемый гидромонитором. Метод позволяет восстановить продуктивность добывающих скважин не только с ранее проведенными ГРП, но и в скважинах после бурения с проведенными ГРП. На основании практического и теоретического опыта сформировались определенные технологические требования к технологии, по нашему мнению, создание лишь одних гидравлических ударов заданной силы и частоты недостаточно для достижения конечного эффекта по скважинам. В связи с этим определена физическая сущность и принципиальная схема воздействия виброволнового метода на ПЗП скважин с проведенными ГРП для восстановления продуктивности, рисунок 1.



*Рис.1. Схема воздействия виброволнового метода на ПЗП скважин*

Для достижения этих целей, необходимо: на первом этапе разрушить сложный состав загрязнения коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений привести их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта; на втором этапе растворить максимально эти загрязнения кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой; на третьем этапе отеснить остатки частиц загрязнений рабочей жидкостью в колебательном режиме вглубь пласта за пределы призабойной зоны, тем самым очистить каналы для фильтрации пластовой жидкости к забою скважины. Высокий эффект достигается при условиях, когда объем рабочей жидкости составляет не менее 8-10 м<sup>3</sup> на метр толщины пласта. При объеме больше 10 м<sup>3</sup> происходит увеличение только дебита жидкости, это связано с большими объемами закачиваемой воды, которые ведут к

увеличению водонасыщенности ПЗП, снижению относительной фазовой проницаемости по нефти, росту сопротивлений по ее фильтрации к забою скважин. Рассмотрим для примера скважину № 25 Южно-Охтеурского месторождения. В процессе бурения этой скважины основной эксплуатируемый объект ЮВ<sub>1</sub> имел пластовые давления ниже первоначального, при первичном вскрытии продуктивного пласта в результате репрессии произошло поглощение бурового полимер-глинистого раствора в объеме до 50 м<sup>3</sup>, это и явилось основной причиной повреждения продуктивного пласта, что привело к снижению фазовой проницаемости для нефти, и впоследствии – снижению продуктивности. Известно, негативное воздействие фильтратов буровых растворов наиболее характерно проявляется в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В большей степени вышесказанное относится к скважинам с низкими пластовыми давлениями. В работах [2] приведены данные о влиянии репрессии на глубину проникновения фильтрата при прочих равных условиях (время и площадь фильтрации, проницаемость фильтрационной корки, вязкость фильтрата). Достаточно хорошо описаны Н.Н. Михайловым особенности кольтматации коллекторов глинистыми растворами и их физическая схема накопления кольтматанта во внутрипоровом пространстве. При вскрытии пластов бурением частицы дисперсной фазы раствора вместе с фильтратом внедряются в поры коллектора. Наиболее крупные частицы задерживаются на стенке скважины и образуют глинистую корку. Частицы, ушедшие с фильтратом в пласт, механически задерживаются в местах сужений и пережимов пор [3]. Это подтверждает сложную структуру загрязнений и, соответственно, традиционные методы очистки ПЗП будут не эффективны.

После бурения по скважине произвели большеобъемную глино-кислотную обработку с освоением струйным насосом и запустили в работу с УЭЦН-50-2100. В течение трех месяцев работы приток по жидкости не превысил 10-12 м<sup>3</sup>/сут, по устьевым пробам постоянно выносились примеси глинистого раствора.

Геологической службой было принято решение произвести гидроразрыв пласта с закачкой 25 тонн проппанта с последующим освоением струйным насосом. После запуска скважины после ГРП от 30.04.2014 г. получили дебит жидкости 40 м<sup>3</sup>/сут при Ндин=1400 метров с УЭЦН-50-2100. В течение двух месяцев работы скважины дебит жидкости с 40 м<sup>3</sup>/сут снизился до 12 м<sup>3</sup>/сут, ЭЦН перевели на периодическую эксплуатацию, в пробах на устье продолжали выноситься остатки бурового раствора. Для восстановления продуктивности была предложена виброволновая обработка скважины с ВГМ, в качестве рабочей жидкости использовать щелочной раствор на основе кальцинированной соды с добавлением ПАВ (неонол). Для проведения работ в интервал перфорации скважины на НКТ-73 была спущена компоновка в составе: волновой гидромонитор (ВГМ), мандрель с

глубинным манометром-термометром, фильтр механической очистки, акустический режекторный фильтр. Для снижения вибраций НКТ использовался в подвеске разработанный нами акустический режекторный фильтр (патент на полезную модель РФ № 140463 МПК E21B 33/12). Рабочая жидкость (щелочной состав) насосными агрегатами подавали через промывочный шланг по НКТ к ВГМ при открытом затрубном пространстве. Весь процесс воздействия на пласт сопровождался записью давления и температуры глубинным манометром в интервале перфорации, рисунок 2.

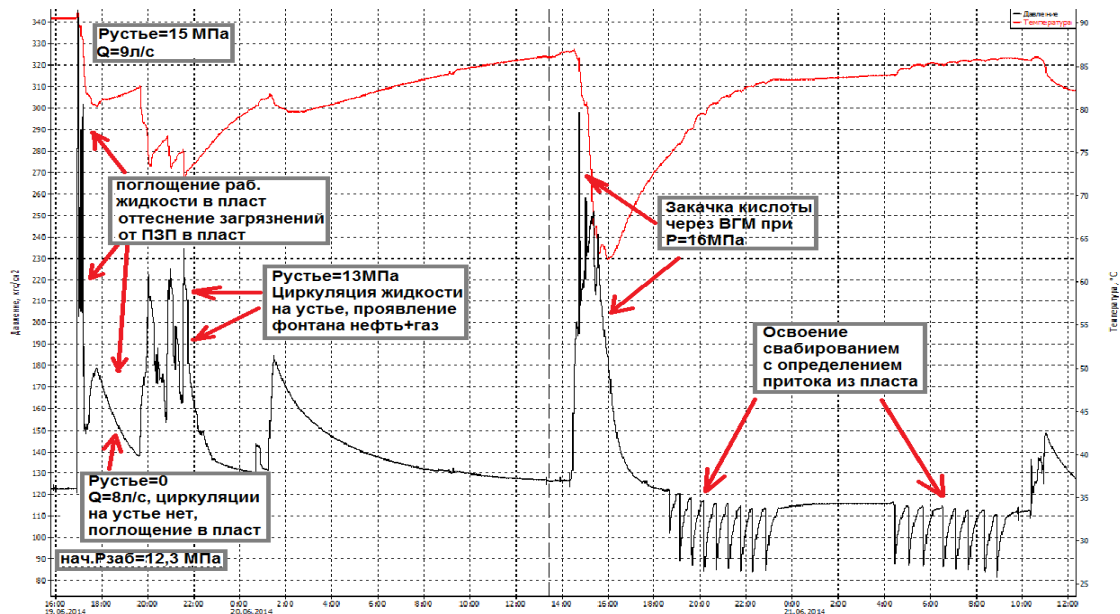
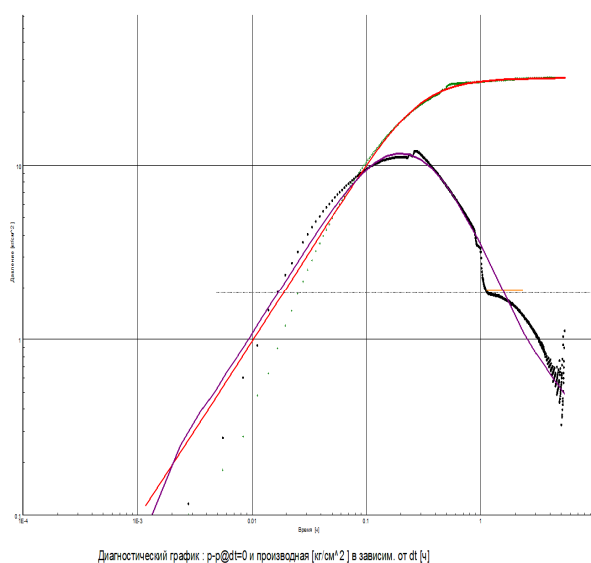


Рис.2. Изменение давления и температуры при воздействии на ПЗП

На первом этапе виброобработку производили двумя агрегатами при расходе жидкости до 9-12 л/сек с поднятием давления на устье до 15 МПа, вертикально перемещая ВГМ снизу вверх по интервалу перфорации (2153-2157) через каждые 30-40 см. Соответственно, меняя расход рабочей жидкости на агрегатах, выполнили знакопеременную гидроударно-волновую обработку пласта в течение 40 минут, циркуляция в затрубное пространство отсутствовала. Согласно предложенным принципам происходило разрушение блокады загрязнений с ее частичным растворением щелочным составом по всему интервалу перфорированного пласта с последующим оттеснением остатков загрязнений за пределы ПЗП. При дальнейшем воздействии после закачки 20 м<sup>3</sup> рабочей жидкости произошло снижение устьевого давления нагнетания до атмосферного, расход жидкости снизился до 6-8 л/с, один агрегат был остановлен, циркуляция в затрубном пространстве отсутствовала. Падение устьевого давления свидетельствовало о разрушении блокады загрязнений и открытии каналов фильтрации от чистой зоны пласта до ПЗП. После закачки через ВГМ дополнительно 15 м<sup>3</sup> щелочного состава, произошло повышение давления нагнетания до 13

МПа с восстановлением циркуляции по затрубному пространству в виде фонтанного проявления нефти и газа. Фонтанирование происходило в течение 10-15 минут, далее скважину временно остановили для последующей кислотной обработки. На следующем этапе выполнили селективную обработку пласта через ВГМ глинокислотной композицией в объеме 10 м<sup>3</sup>. Продавили в пласт кислотный состав технической водой в объеме 10 м<sup>3</sup> с повышением давления на устье до 16 МПа при закрытом затрубном пространстве. После реагирования кислотного состава произвели извлечение продуктов реакции свабированием с двумя циклами и остановками для определения стабильного притока, который составил во время свабирования 21 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 900 м, в результате рекомендован к спуску ЭЦН-44-2100. Изменение направления градиентов давления в ПЗП вначале от скважины в пласт, после – из пласта в скважину является одним из принципов восстановления продуктивности скважин [4]. По интерпретации глубинных исследований (рис. 3), проведенных по скважине № 25, получены положительные результаты, коэффициент продуктивности по расчету 1,49 м<sup>3</sup>/сут/атм., скин-фактор – 0,01, указывающий чистоту ПЗП.



Результаты интерпретации		
Параметр	Значение	Размерность
Коэффициент ствола скважины	0,0065	м <sup>3</sup> /(кг/см <sup>2</sup> )
Проницаемость	43,2	мД
Псевдорадимальный Скин-фактор	-0,0143	
Проницаемость*мощность	173	мД*м
Гидропроводность	1,64E+01	Д*см/ср
Пьезопроводность	1,25E-01	м <sup>2</sup> /с
Коэффициент продуктивности по притоку	1,49	(м <sup>3</sup> /сут)/(кг/см <sup>2</sup> )
Коэффициент продуктивности по модели	1,43	(м <sup>3</sup> /сут)/(кг/см <sup>2</sup> )
Общая сжимаемость системы	1,03E-04	1/(кг/см <sup>2</sup> )
Радиус исследования скважины	121	м
Оценка достоверности		
Достоверность выполненного ГДИС	хорошая	
Факторы влияния		
Условия применимости результатов	Результаты исследования достоверные и применимы в дальнейшем анализе разработки месторождений	
Скважина находится в стадии освоения . Проведено 2 цикла свабиования. Объем отобранной жидкости при свабиовании составил 19,4м <sup>3</sup> (45 м <sup>3</sup> /сут). Отрицательный скин фактор -0.0143 указывает на хорошее состояние ПЗП. Для интерпретации использована стандартная модель вертикальной скважины, пласт однородный с границей постоянного давления. Приток за 1 час составил 21м <sup>3</sup> /сут.		

Рис.3. Результаты интерпретации глубинных исследований

Показатели работы скважины № 25 после запуска УЭЦН практически подтвердили результаты гидродинамических исследований и эффективность обработки ПЗП виброволновым воздействием, на рисунке 4.

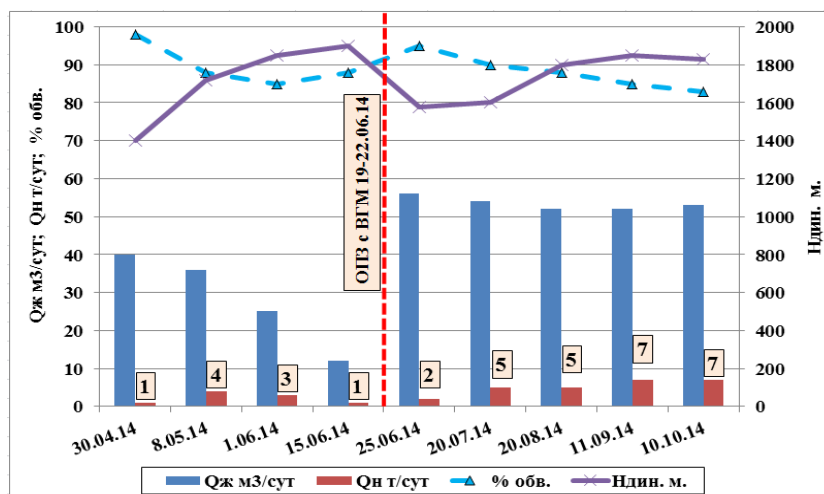


Рис.4. Показатели работы скважины № 25 после ОПЗ с ВГМ

В результате виброволнового воздействия на ПЗП скважины № 25 получен прирост 6 т/сут по нефти, по данным предприятия дополнительная добыча нефти с 23.06 по 01.10.2014 г. составила 630 тонн, прибыль от внедрения составила 3,5 млн. рублей. Комплексная технология с разработанным волновым гидромонитором позволяет проводить работы по восстановлению продуктивности не только скважин с ранее проведенными ГРП, но и в скважинах после бурения, где традиционные методы малоэффективны. Для примера по скважинам № 25, 26, 48 после бурения и ГРП восстановлена продуктивность и средний прирост по нефти составил от 4 до 6,5 т/сут, дополнительно добыто 1,6 тыс. т нефти, с экономическим эффектом 9,3 млн. рублей, эффект продолжается.

В последующем восстановление продуктивности по этой комплексной технологии успешно проведено в скважинах № 26 и 48, по ним получен средний прирост по нефти 5,5 т/сут.

#### Выводы:

1. Комплексная технология с разработанным волновым гидромонитором позволяет проводить работы по восстановлению продуктивности не только скважин с ранее проведенными ГРП, но и в скважинах после бурения, где традиционные методы малоэффективны. Для примера по скважинам № 25, 26, 48 после бурения и ГРП восстановлена продуктивность и средний прирост по нефти составил от 4 до 6,5 т/сут, дополнительно добыто 1,6 тыс. т нефти, с экономическим эффектом 9,3 млн. рублей, эффект продолжается.

2. Технология рекомендована промышленниками для дальнейшего применения на месторождении, дополнительно для внедрения рекомендованы скважины № 4, 60Г, 28, 59, 27.

## Список литературы

1. Ананьев В.А., Апасов Т.К., Апасов Г.Т. Пат. 139424 РФ, МПК E21B 28/00. Волновой гидромонитор; Оpubл. 20.04.2014, Бюл. № 11.
2. Лысенко В.Д. О работе добывающей скважины в условиях режима истощения пластовой энергии / В.Д. Лысенко. – Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3. – 27 с.
3. МаксUTOB P.A. *Промысловые* и лабораторные эксперименты по закачке воды при переменном давлении нагнетания на устье // Нефтепромысловое дело.– 1973. – № 11. – С. 20-21.
4. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1996. – 339 с.
5. Разработка и промысловые испытания облегченных промывочных растворов для повышения качества вскрытия продуктивных пластов и увеличения начального дебита: отчет о НИР (заключительный). Рук. Лукманов P.P. / Когалым НИПИнефть, Когалым, 2006. 161с.
6. Сургучев М.Л. Извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

### Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.