

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ВЫСОКОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

В статье рассмотрены теоретические и практические вопросы повышения эффективности эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин путем разработки и применения насосных систем двойного действия на основе установок электроцентробежных насосов, обеспечивающих внутрискважинную гравитационную сепарацию нефти и попутной воды, подъем малообводненной нефти на поверхность с одновременной закачкой большей части отделенной воды в поглощающий пласт без подъема на поверхность, малозатратное регулирование соотношения объемов поднимаемой продукции и закачиваемой воды, а также контроль качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью.

Ключевые слова: высокообводненные скважины, снижение эксплуатационных затрат на добычу нефти, внутрискважинная гравитационная сепарация нефти и попутной воды, насосные системы двойного действия, установки электроцентробежных насосов.

Введение

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением заводнения растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90 % и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую утилизацию воды. Так, в ОАО «Татнефть» только средняя обводненность продукции составляет около 83,5 %. Поэтому затраты на электроэнергию, подъем, транспорт, подготовку и утилизацию попутной воды являются весьма ощутимыми. В то же время, в результате жесткой конкуренции, нестабильной динамики цен на нефть, увеличения налоговой нагрузки и цен на электроэнергию, газ, металл неуклонно ужесточаются условия деятельности нефтяных компаний. Причем, указанные проблемы «не отменяют» необходимости реализации провозглашенного руководством страны курса на модернизацию и повышение энергоэффективности экономики России. Изложенное существенно обостряет проблему экономии эксплуатационных затрат.

Одним из направлений, обеспечивающих предпосылки для повышения эффективности эксплуатации обводненных нефтяных скважин за счет снижения объемов откачки попутной воды, затрат на ее утилизацию, сепарирование, подготовку, перекачку по трубопроводам и закачку обратно в пласт, являются технологии внутрискважинной сепарации воды и нефти (ВСВН) с применением насосных систем двойного действия (НСДД). Концепция направления заключается в том, чтобы не поднимать большую часть поступающей в скважину из продуктивного пласта воды на поверхность в тех случаях, когда из той же скважины доступны подходящая для нагнетания воды зона или горизонт.

Возможности реализации элементов ВСВН в СССР исследовали в 60-х годах XX века (Харьков, 1967) с целью поиска рентабельных путей выделения воды из пластовых флюидов, поступающих в скважину, и повторной

закачки ее в продуктивный горизонт или в другой пласт, вскрытый той же скважиной. В результате были предложены методы уменьшения количества поднимаемой на поверхность воды, различные системы ВСВН доведены до практического применения. Однако распространения указанные разработки не получили. В более поздних зарубежных работах при комплексном подходе к решению вопроса предполагалось использование установок электроцентробежных (УЭЦН) и штанговых насосов (УСШН), внутрискважинных сепараторов, пакеров, специальных инструментов и контрольно-измерительных приборов, закачка химических реагентов (Peachey et al., 1994; Wojtanowicz & Downhole, 1995; Pat. US № 5497832, 1996; Bowlin et al., 1997; Lea & Winkler, 1998; Stuebinger & Elphingston, 1998).

Технология ВСВН с одновременным сбросом воды должна решать следующие задачи, которые являются определяющими при разработке схем возможного внутрискважинного нагнетания воды:

- отделять нефть от воды;
- обеспечивать утилизацию воды и гарантировать, что вся нефть поступит на поверхность;
- обеспечивать изоляцию зоны сброса воды;
- обеспечивать контроль качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью.

Основным граничным условием при решении перечисленных задач выступает экономическая целесообразность реализации технологии.

В общем случае возможны два способа сепарации воды и нефти в скважине: механический и гравитационный. Механическая сепарация обычно происходит в специальном скважинном сепараторе. Однако стоимость таких сепараторов высока, каждый типоразмер работает в относительно узком диапазоне по габаритам и производительности сепарирования жидкости, поэтому для условий ОАО «Татнефть» применение механических сепараторов представляется нецелесообразным.

Возможность эффективной и малозатратной реализа-

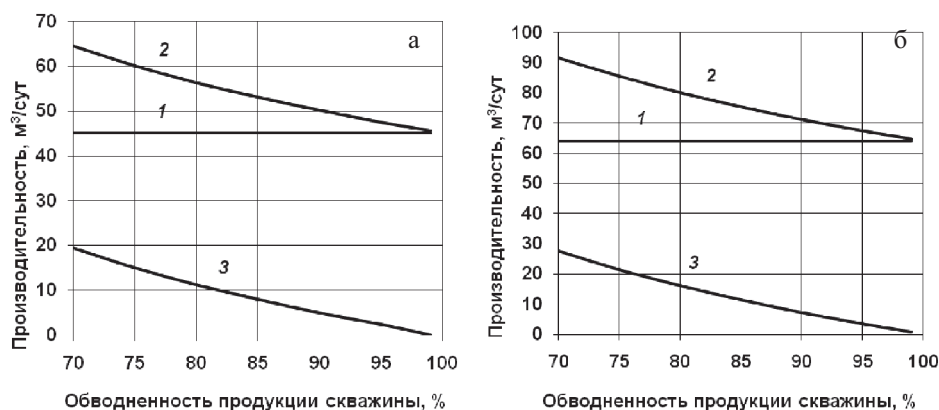


Рис. 1. Области применения технологий ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» по дебиту скважин и обводненности их продукции, где: а и б – эксплуатационная колонна диаметром соответственно 146 и 168 мм.; 1 – производительность сброса воды; 2 – дебит продуктивного пласта скважины по жидкости; 3 – производительность подъема на поверхность.

ции ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» на скважинах, эксплуатируемых УСШН, была доказана успешными разработкой и испытаниями УСШН с насосом двойного действия НДД38/44, обеспечивающим нагнетание большей части попутной воды в нижележащий поглощающий пласт без подъема на поверхность (Пат. № 63864 U1, 2007; Басос и др., 2008). Однако данное решение не приемлемо для высокодебитных скважин, а также не обеспечивает контроля качества закачиваемой воды в процессе эксплуатации и имеет конструктивно предопределенное соотношение производительности подъема нефтеводяной смеси на поверхность и закачки воды в поглощающий пласт.

Для расширения области применения технологий ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды на высокодебитные скважины необходимо в первую очередь определить предельную производительность, при которой в конкретных условиях прекратится эффективное отделение нефти от воды, т. е. при которой скорость всплытия нефти в воде станет ниже скорости движения воды вниз. Для условий ОАО «Татнефть» скорость всплытия нефти в воде, как правило, находится в пределах 10...20 см/с. Чем больше будет отношение скорости всплытия нефти в воде к скорости движения воды, тем выше вероятность того, что нефть не увлечется водой.

Скорость движения воды вниз при прочих равных условиях определяется площадью сечения канала, при этом, чем больше площадь канала, тем меньше скорость. Канал, как правило, является кольцевым и образован внутренней поверхностью эксплуатационной колонны и наружной поверхностью НКТ. При неизменном диаметре эксплуатационной колонны, чем меньше диаметр НКТ, тем больше площадь кольцевого канала. Результаты оценки предельной производительности, рассчитанные для условий ОАО «Татнефть» при различных ко-

эффициентах превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды («коэффициентах запаса») и поперечных сечений канала, представлены в таблице 1, из которой видно, что при движении воды вниз по кольцевому каналу со скоростью в 2 раза меньшей худшего показателя скорости всплытия нефти в воде (≈ 10 см/с) можно сепарировать до 45 м³/сут воды в скважине с эксплуатационной колонной 146 мм и до 64 м³/сут воды

в скважине с эксплуатационной колонной 168 мм (в случае использования НКТ 60).

Изложенное позволяет качественно оценить область применения ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» по дебиту скважин и обводненности их продукции. Соответствующие «идеализированные» зависимости для скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм при коэффициенте превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды, равном 2, и наружном диаметре НКТ 60 мм показаны на рисунках 1а и 1б.

На практике производительность закачки воды будет ниже предельной, поскольку часть воды необходимо поднимать на поверхность с тем, чтобы по изменению обводненности поднимаемой продукции иметь возможность принять решение о регулировании производительности подъема с целью предотвращения закачки нефти в поглощающий пласт.

С другой стороны, в ряде случаев предельная производительность может быть выше за счет уменьшения «запаса» при выборе величины превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью нисходящего движения воды. Вообще говоря, обоснование этого выбора является отдельной и весьма непростой задачей, зачастую ее наиболее точное решение для конкретных условий может быть получено лишь постановкой предшествующих массовому внедрению технологии соответствующих промышленных экспериментов на «пилотных» скважинах.

Для оценки целесообразности реализации технологий ВСВН необходимо решать обратную задачу: при заданном дебите скважины по жидкости определять обводненность поднимаемой НСДД к устью продукции в зависи-

Превышение скорости всплытия нефти в воде над скоростью воды, раз	Сортамент труб	Предельная производительность, м ³ /сут	
		Эксплуатационная колонна 146 мм	Эксплуатационная колонна 168 мм
2,00	НКТ 48	49,5	68,5
	НКТ 60	45,1	64,1
	НКТ 73	39,3	58,3
1,75	НКТ 48	56,6	78,3
	НКТ 60	51,5	73,2
	НКТ 73	49,8	66,5
1,50	НКТ 48	66,4	91,8
	НКТ 60	60,5	85,9
	НКТ 73	52,6	78,1

Табл. 1. Предельная производительность для условий ОАО «Татнефть» при различных коэффициентах превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды и поперечных сечений канала.

мости от исходной обводненности жидкости, поступающей из продуктивного пласта, при предельно допустимой производительности закачки воды. В качестве примера на рисунках 2, 3 показаны результаты оценки величины обводненности поднимаемой продукции и степени ее снижения в результате внедрения НСДД при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде в зависимости от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм (в предположении, что дебит скважины по нефти не изменился).

На основании приведенных результатов институтом «ТатНИПИнефть» разработан вариант эффективной и малозатратной реализации технологии ВСВН с гравитаци-

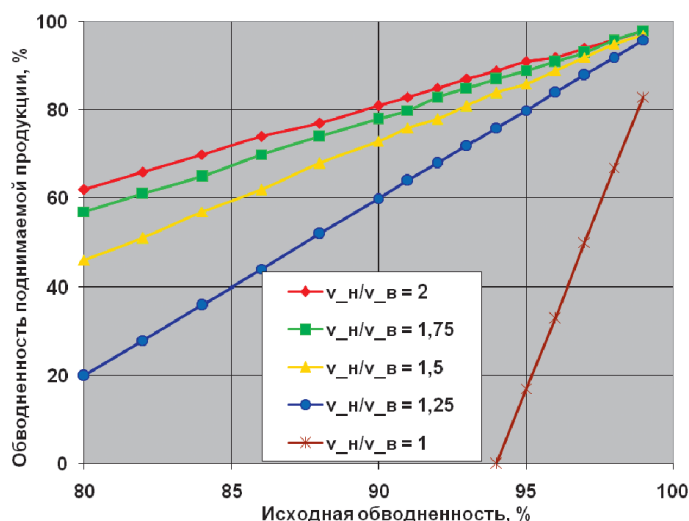


Рис. 2. Зависимость обводненности поднимаемой НСДД к устью продукции при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм.

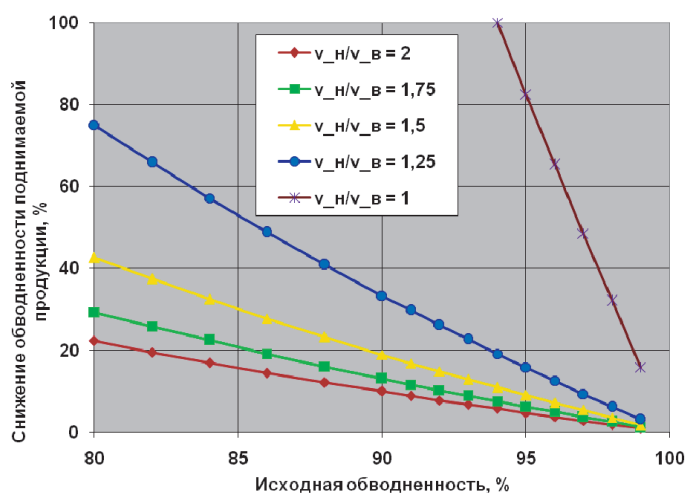


Рис. 3. Зависимость степени снижения обводненности поднимаемой НСДД к устью продукции при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм.

онным разделением воды и нефти и закачкой большей части отделенной воды в вышележащий поглощающий пласт (Пат. № 2394153, 2009), решающий все поставленные задачи, а также НСДД на основе УЭЦН для его осуществления (Пат. № 2395672, 2010).

Испытания технологии и опытного образца оборудования проведены на скв. № 32896 НГДУ «Альметьевнефть» в два этапа. На первом выполнена проверка эффективности гравитационного разделения нефти и попутной воды при применении НСДД в промышленных условиях. С этой целью было организовано гравитационное разделение нефти и воды в скважине с подъемом их на поверхность по отдельным каналам (Рис. 4), оценкой качества воды, производительности НСДД и возвратом нефти и воды в систему нефтесбора.

Над продуктивным пластом был установлен пакер 1, над которым на колонне НКТ 7 размещена на прежней глубине та же УЭЦН 4, которой скважина эксплуатировалась до испытаний. УЭЦН была помещена в кожух 2, герметично соединенный с пакером хвостовиком 3. Поглощающий пласт на данном этапе не вскрывался. В составе колонны НКТ был размещен специальный переводник 8 с отверстиями, сообщающими полость колонны НКТ с межтрубным пространством скважины. Параллельно НКТ в скважину до интервала поглощающего пласта была спущена гибкая труба 9, герметизированная на устье и обвязанная с основной выкидной линией скважины. При пуске ЭЦН 4 жидкость из высокообводненного продуктивного пласта поступала из-под пакера 1 в колонну НКТ 7, поднималась по ней до переводников с отверстиями 8 и попадала в межтрубное пространство скважины, где происходило гравитационное разделение жидкости продуктивного пласта на воду и нефть. Нефть по полости колонны НКТ и по межтрубному пространству скважины, расположенным выше переводников с отверстиями, поднималась к устью скважины, а вода занимала межтрубное пространство ниже переводников. При дальнейшей работе ЭЦН нефть через регулирующее устройство, в качестве которого применены съемные штуцеры 24, поступала в выкидную линию. За счет снижения расхода жидкости через «нефтяную» линию в скважине напором ЭЦН создавалось избыточное давление, под действием которого вода через нижний открытый конец гибкой трубы 9 поднималась на поверхность, где замерялся ее расход и отбирались пробы, с последующим возвратом в систему сбора.

Регулирование объемов отбора и закачки жидкости производилось с помощью установки штуцеров разного диаметра на манифольде «нефтяной» линии.

В ходе работ дебит на «нефтяной» линии снизили с 67 до 29,5 м³/сут, а обводненность добываемой продукции – с 95 до 87 %. Дебит по «водяной» линии увеличился с 20 до 49 м³/сут с обводненностью 100 %. При этом за период с 21.04.2010 г. по 21.05.2010 г. вода в пробах имела следующие показатели качества: среднее содержание нефтепродуктов, мг/дм³ – 0,146, среднее содержание механических примесей, мг/дм³ – 0,411, при допустимых согласно РД 153-39.0-460-06 «Положение о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД ОАО «Татнефть»» для нефтепродуктов 60 мг/дм³, для механических примесей – 50 мг/дм³. При этом за время

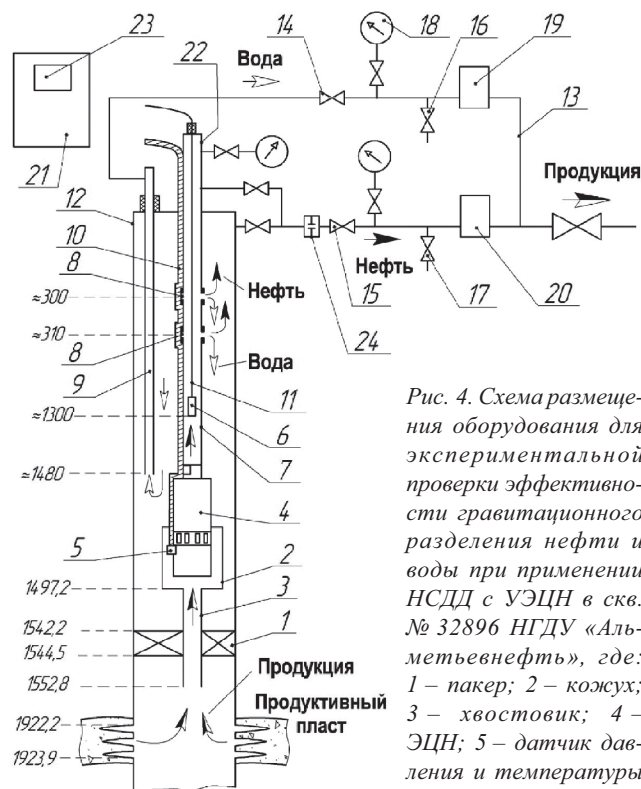


Рис. 4. Схема размещения оборудования для экспериментальной проверки эффективности гравитационного разделения нефти и воды при применении НСДД с УЭЦН в скв. № 32896 НГДУ «Альметьевнефть», где: 1 – пакер; 2 – кожух; 3 – хвостовик; 4 – ЭЦН; 5 – датчик давления и температуры на приеме насоса; 6 – расходомер скважинный с датчиком давления на выходе насоса; 7 – колонна НКТ; 8 – переводник; 9 – гибкая труба; 10 – кабель ПЭД; 11 – кабель скважинного расходомера; 12 – усевая арматура с вводом для гибкой трубы; 13 – обвязка гибкой трубы на устье; 14 – вентиль регулировки расхода воды; 15 – вентиль регулировка расхода нефти; 16 – пробоотборник воды; 17 – пробоотборник нефти; 18 – манометр; 19 – устьевой расходомер для воды; 20 – устьевой расходомер для нефти; 21 – станция управления; 22 – лубрикатор; 23 – счетчик электроэнергии; 24 – штуцер.

наблюдений содержание нефтепродуктов и механических примесей в отделенной попутной воде ни разу не превысило допустимых значений.

Полученные результаты подтвердили эффективность гравитационного разделения нефти и воды в стволе скважины при применении НСДД с ЭЦН в промысловых условиях, что позволило перейти к реализации второго этапа испытаний с перфорацией в скважине поглощающего пласта и закачкой в него воды. Исследования проводились в период с 28.07.2010 г по 01.11.2010 г. Поглощающий пласт был вскрыт в интервале 1896,3...1898,3 м, между вскрытыми пластами был установлен пакер и вновь смонтирована работавшая в скважине на предыдущем этапе испытаний компо-

новка оборудования (Рис. 5). При этом вода закачивалась в верхний поглощающий пласт, нефть по колонне НКТ и межтрубному пространству поднималась на поверхность, а наличие в компоновке скважинного оборудования гибкой трубы обеспечило отдельный канал для подъема скважинной жидкости с глубины расположения поглощающего пласта на поверхность, что дало возможность прямых измерений как количества, так и качества закачиваемой в поглощающий пласт воды с необходимой периодичностью.

При средней плотности воды 1180 кг/м³, нефти 899 кг/м³ и производительности УЭЦН 87,9...92,4 м³/сут опытный образец НСДД обеспечивал закачку в поглощающий пласт 46,6...50,6 м³/сут отделяющейся в стволе скважины воды, что составляло ≈ 55,2 % отбираемой из продуктивного пласта жидкости. На поверхность подавалось 37,3...45,8 м³/сут продукции с обводненностью ≈ 85-88 %. Среднее содержание нефтепродуктов в сбрасываемой в поглощающий пласт воде при таком режиме работы НСДД по результатам анализа отбираемых проб воды составило 0,50 мг/дм³, среднее содержание механических примесей – 0,36 мг/дм³, что соответственно в 120 и 139 раз ниже показателей, допускаемых РД 153-39.0-460-06.

Геолого-технические характеристики скважины № 32896 НГДУ «Альметьевнефть» и показатели работы на скважине обычной УЭЦН и НСДД приведены в таблице 2.

Оборудование успешно выдержало приемочные испытания с участием представителя Ростехнадзора РФ и рекомендовано к серийному производству. В настоящее время НСДД находится в работе.

Наибольший эффект от применения технологии представляется уместным ожидать в следующих случаях.

1. Использование для целей разработки отдельных площадей, месторождений, где система ППД отсутствует, либо ее модернизация для целей разработки указанных площадей невозможна, либо нецелесообразна.
2. Использование на площадях с излишками воды, ког-

Наименование показателей	При работе обычной УЭЦН	При испытаниях НСДД
Месторождение	Ромашкинское	
Горизонт эксплуатации	Кыновский+пашийский	
Интервал перфорации продуктивного пласта, м	1922,2-1923,9	
Интервал перфорации поглощающего пласта, м	—	1896,3-1898,3
Текущий забой, м	1938,2	
Условный диаметр эксплуатационной колонны x толщина стенки, мм (год ввода)	146 x 7,0 (2001)	
Условный диаметр НКТ, мм	73	60
Тип пакера	—	M1-X
Глубина расположения пакера, м	—	1909,4
Тип насоса	ЭЦНМ5-50-1300	ЭЦНМ5-60-1500
Среднее значение производительности УЭЦН (отбора жидкости из продуктивного пласта), м ³ /сут	71	90,4
Глубина подвески насоса, м	1500	1484
Дебит нефти, т/сут	1,82	4,2
Обводненность продукции, %	97	88

Табл. 2. Геолого-технические характеристики скважины № 32896 НГДУ «Альметьевнефть» и показатели работы на скважине обычной УЭЦН и НСДД.

да на закачку для целей ППД идет не вся попутная вода, и поэтому часть поднимаемой воды необходимо утилизировать.

3. Использование в районах, где по тем или иным причинам для целей ППД используется пресная вода, а пластовую воду приходится утилизировать (охранные зоны и проч.).

При необходимости подтверждения эффективности гравитационного разделения нефти и воды в реальных условиях для одной скважины месторождения и/или участка на первоначальном этапе внедрения технологии поглощающий пласт не подключается и его роль выполняет гибкая труба, спущенная в межтрубное пространство скважины. Тем самым экспериментально проверяется в промышленных условиях эффективность гравитационного разделения нефти и воды с конкретной разницей плотностей при применении НСДД с ЭЦН в скважине с типовыми геолого-техническими характеристиками. При получении положительных результатов поглощающий пласт вскрывается, между вскрытыми пластами устанавливается пакер и уже работавшая в скважине компоновка ободования.

НГДУ «Альметьевнефть» по результатам испытаний принято решение о расширении объемов внедрения ободования в 2011 г.

Заключение

1. Обоснована область применения и критерии оценки эффективности внедрения технологий внутрискважинной гравитационной сепарации воды и нефти на скважинах с УЭЦН, в том числе по дебиту и исходной обводненности продукции скважин.

2. Разработана насосная система двойного действия на основе УЭЦН, малозатратными средствами обеспечивающая внутрискважинную гравитационную сепарацию воды и нефти, подъем из скважины малообводненной нефти с одновременным нагнетанием большей части попутной воды в вышележащий поглощающий пласт и контролем качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью, а также технология эксплуатации высокообводненных скважин с ее использованием.

3. Насосная система двойного действия на основе УЭЦН успешно прошла приемочные испытания с участием представителей Ростехнадзора РФ и рекомендована к промышленному применению.

Литература

Басос Г.Ю., Валовский К.В., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логин Н.Л., Халимов Р.Х., Рыжиков А.И., Валиев М.И., Нургалiev А.А. Результаты испытаний технологии эксплуатации обводненных скважин штанговым насосом двойного действия в НГДУ Ямашнефть. *Нефтяное хозяйство*. 2008. № 8. 82 – 86.

Пат. № 2394153 С1, Российская Федерация, МПК E21B 43/00). Способ эксплуатации высокообводненной нефтяной скважины; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2009122095/03; заявл. 09.06.2009 г.; опубл. 10.07.2010 г.; Бюл. № 19. Басос Г.Ю., Валовский В.М., Валовский К.В., Гарифов К.М.

Пат. № 2395672 С1, Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Установка для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2009122094/03; заявл. 09.06.2009 г.; опубл. 27.07.2010 г.; Бюл. № 21. Басос Г.Ю., Валовский В.М., Валовский К.В., Гарифов К.М.

Пат. № 63864 U1, Российская Федерация, МПК E21B 43/38, E21B 43/40. Установка скважинная штанговая насосная с насосом

двойного действия; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2007104073/22; заявл. 01.02.2007 г.; опубл. 10.06.2007 г.; Бюл. № 16. Валовский В.М., Басос Г.Ю., Валовский К.В., Халимов Р.Х., Рыжиков А.И., Валиев М.И.

Харьков В.А.. Эксплуатация обводненных скважин. Казань. Таткиноиздат. 1967.

Bowlin K.R., Chea C.K., Wheeler S.S., Waldo L.A.. Field application of in-situ gravity segregation to remediate prior water coning. *Journal of Petroleum Technology*. October 1997. Vol. 49. No. 10. 1117-1120.

James F. Lea, Herald W. Winkler. What's new in artificial lift. *World Oil*. Vol. 219. No. 3-4. 1998. 63-76.

Lon A. Stuebinger, Gerald M. Elphinston. New opportunities offered by downhole oil/water separation. *World Oil*. December 1998. Vol. 219. № 12. 71-78.

Pat. US № 5497832 E 21 B 43/38, E 21 B 43/40. Dual Action Pumping System. 12.03.1996.

Peachey B.R., Matthews C.M.. Downhole Oil/Water Separator Development. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. September 1994. Vol. 33. №7. 17-21.

Wojtanowicz A.K., Downhole H.Xu. Water Loop – A New Completion Method to Minimize Oil Well Production Watercut in Bottom-water-drive Reservoirs. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. October 1995. Vol. 34. No. 8. 56-62.

K.V. Valovsky, G.Yu. Basos, V.M. Valovsky, A.R. Rahmanov, R.N. Ahmadiev. **New technologies for rise in profitability of the highly flooded wells equipped with ESP.**

The paper considers theoretical and practical questions of efficiency enhancement of highly flooded oil wells operation by means of development and usage of the double acting pumping systems on the basis of electric submersible pump units, providing oil and associated water downhole gravity separation, low flooded oil lifting on the surface with simultaneous injection of separated water greater part to the intake formation without lifting it on the surface, little expenses regulation of volumes proportion of lifted production and injected water, as well as quality control of injected water with necessary periodicity.

Key words: highly flooded wells, rise in profitability, oil and associated water downhole gravity separation, double acting pumping systems, electric submersible pump.

Константин Владимирович Валовский
К.техн.н., заведующий лабораторией техники и технологии добычи нефти.

Георгий Юрьевич Басос
К.техн.н., сотрудник

Владимир Михайлович Валовский
Д.техн.н., первый заместитель директора.

ТатНИПИнефть. 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.
Тел.: (85594) 789-70.

Айрат Рафкатович Рахманов
Главный инженер.

Равиль Нурович Ахмадиев
Начальник технологического отдела по добыче нефти и газа.

НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Танефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.
Тел.: (8553) 319-713.