

# НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕЖСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ



Фото 1. Дожимная установка на нагнетательной скважине

Широкое развитие методов ППД путем нагнетания воды при разработке нефтяных месторождений заставило обратить внимание на такой внешний источник водоснабжения нефтяных промыслов, как подземные водоносные горизонты, содержащие минерализованные воды.

С использованием вод подземных источников изменились подходы к проектированию разработки нефтяных месторождений. Появились новые технологические схемы заводнения пластов с использованием технологии межскважинной перекачки (система МСП-ППД). При этом пластовые или попутно добываемые воды являются наиболее предпочтительным агентом, поскольку обладают лучшими вымывающими свойствами. По результатам исследований различных авторов коэффициент нефтеотдачи возрастает с 3% до 10% по сравнению с закачкой пресной воды.

**О**сновной предложенной, разработанных в ТатНИПИ-нефти (ОАО «Татнефть»), является использование в качестве насосной станции электропогружного насоса (ЭЦН), размещенного в непосредственной близости от нагнетательной скважины. Для этого используются несколько схем.

По первой схеме вблизи от нагнетательной скважины бурится и обсаживается шурф глубиной от 30 до 80 метров, в который устанавливается ЭЦН. К приему насоса через водовод низкого давления подается закачиваемая жидкость, а выкид ЭЦН соединяется с нагнетательной скважиной.

По второй схеме в качестве шурфа используется обводнившаяся нефтяная скважина, нахо-

дящаяся вблизи нагнетательной. Ствол скважины на глубине от 40 до 100 метров перекрывается цементным стаканом, а к приему спущенного в скважину ЭЦН через затрубное пространство подается закачиваемый агент.

Третья схема предусматривает применение в качестве водозаборной обводнившейся нефтяной скважины, в которую спускают ЭЦН с производительностью и напором, соответствующими характеристикам ближайшей нагнетательной скважины [1].

**Использование технологии МСП в классическом варианте технически осуществимо, если:**

- во-первых, на выбранных участках внедрения имеется фонд добывающих скважин с полностью обводнившейся продукцией и

достаточным коэффициентом продуктивности пласта;

- во-вторых, вскрытый скважиной геологический разрез содержит чисто водонасыщенный пласт с емкостными параметрами, достаточными для использования в качестве донора.

Как известно, перед вскрытием водоносного пласта необходимо провести также и изоляционные работы на ранее вскрытых нефтеносных горизонтах или отключить их пакерным устройством. Такие геолого-технические мероприятия проводятся силами бригад капитального ремонта скважин, что само по себе затратно. Кроме того, при доставке технологической жидкости к удаленной нагнетательной скважине стоимость проекта резко возрас-

тает из-за высокой стоимости строительства трубопровода.

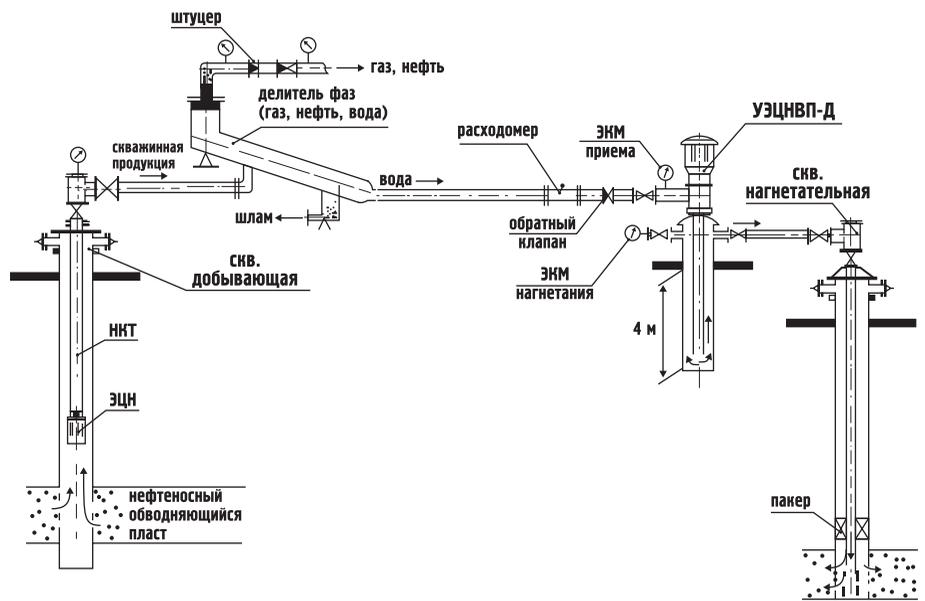
В процессе эксплуатации по технологии МСП на выбранных участках заводнения была выявлена следующая проблема: качество добываемой из скважины-донора воды ухудшается из-за появления в воде нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (песок, частицы породы) с концентрацией выше предельно допустимой (ПДК) для использования при заводнении продуктивных коллекторов Ромашкинского месторождения.

Предположительно, снижение обводненности скважин-доноров, введенных из неэксплуатационного фонда (пъезометрического, бездействующего), происходит по следующей причине. В процессе разработки в пластах из-за неоднородности коллекторских свойств и, как следствие, неравномерности компенсации отбора закачкой возникают градиенты гидродинамических давлений, способствующие интенсификации перетоков жидкости из одних пропластков в другие, из трещин — в блоки. Это, в свою очередь, ведет к изменению направления потоков жидкости, и в добывающую скважину, в которой забойное давление поддерживается ниже пластового, притекают флюиды из областей с разным пластовым давлением.

Кроме того, в продукции скважин-доноров было отмечено значительное содержание растворенного газа, оказывающего отрицательное влияние на «устьевые» (дожимные) электроцентробежные насосы (ЭЦН), применяемые при технологии МСП. Его присутствие в жидкости снижает производительность установки ЭЦН, а кратковременное «сухое» трение в газовой среде провоцирует быстрый выход из строя рабочих органов электроцентробежного насоса.

Вышеуказанные проблемы были решены созданием оригинального и в то же время простого в изготовлении устройства — приустьевого трубного делителя фаз (ТДФ), предназначенного для разделения продукции, добытой из обводненной нефтедобывающей скважины, на составляющие

Рис. 1. Вариант подключения дожимной односекционной насосной установки (УЭЦНВП-Д) к нагнетательной скважине при МСП-ППД с делителем фаз (газ, нефть, вода)



(газ, нефть, вода) с целью максимальной очистки пластовой воды от нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ) при МСП-ППД [2].

Функциональная особенность установки проявляется в разделении на фазы нефть–газ–вода жидкости, собранной из одной или группы добывающих скважин-доноров с неполным обводнением продукции. ТДФ устанавливают непосредственно вблизи групповой замерной установки (ГЗУ) или скважины-донора, что позволяет транспортировать «уловленное» углеводородное сырье по традиционной схеме и обеспечивать необходимое качество воды для организации заводнения в целях ППД. Нефтьшлам и ТВЧ, накопленные в нижней части трубного делителя фаз, периодически сливаются в дренажную систему ГЗУ или автоцистерну.

Дистанционный контроль данного технологического процесса осуществляется автоматизированной системой управления (АСУ ТП), созданной на базе контроллера КАРАТ-ДФ, которая включает в себя датчики, установленные на объекте управления, шкаф автоматики КАРАТ-ДФ и подсистему приема/передачи данных по радиоканалу на диспетчерский пункт. Система автоматически

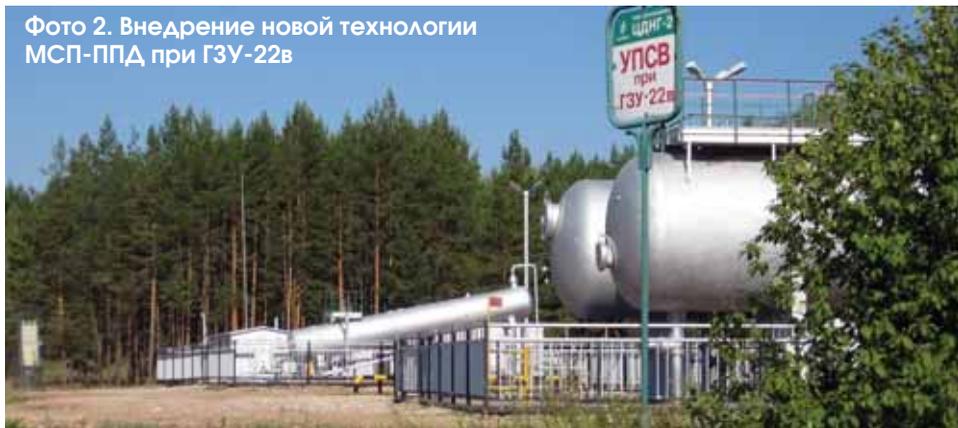
поддерживает значения регулируемых технологических параметров (давление, температуру, уровень) на заданном оператором уровне. Регулирование производится на основе стандартных законов ПИД-регулирования.

Система противоаварийной защиты исключает возможность инцидентов, а система визуализации информации позволяет диспетчеру своевременно реагировать при возникновении нестандартных ситуаций.

В процессе накопления опыта по использованию трубного делителя фаз определилась возможность значительно упростить общепринятые схемы подбора скважин-доноров, что позволило использовать для целей ППД одну или несколько скважин как нефтедобывающих, так и водозаборных, без проведения дополнительных геолого-технических мероприятий и применения сложного подземного и устьевого оборудования.

Дальнейшим развитием новой технологии МСП в индивидуальной закачке системы ППД НГДУ «Джалильнефть» стало использование погружных односекционных центробежных насосов с верхним электроприводом (УЭЦНВП-д) в качестве дожимных установок, являющихся дополнительной сту-

Фото 2. Внедрение новой технологии МСП-ППД при ГЗУ-22в



пению, повышающей давление поступающего рабочего агента от скважины-донора до значений, соответствующих необходимой приемистости нагнетательной скважины (фото 1).

УЭЦНВП-д монтируют в колонне из трубы 159x12 мм и дополнительно заключают в герметичный кожух на случай аварийной разгерметизации эксплуатационной колонны. Установка располагается рядом с нагнетательной скважиной в шурфе глубиной 4–5 метров, в зависимости от длины секции ЭЦН, и подключается к трубопроводу последовательно с нагнетательной скважиной. Закачиваемый рабочий агент поступает по трубопроводу из скважины-донора через ТДФ на прием насоса УЭЦНВП-д и далее нагнетается в скважину. При этом ЭЦН позволяет повысить давление на устье нагнетательной скважины на 7,0–10,5 МПа дополнительно к давлению на приеме насоса (рис. 1).

На нагнетательных скважинах с низкой приемистостью за счет конструктивных особенностей сальникового уплотнения УЭЦНВП-д можно подключить последовательно друг другу по типу «тандем» две установки и, соответственно, достичь давлений, применяемых при освоении нагнетательных скважин или при гидроразрыве пласта, без использования тяжелой спецтехники.

Говоря о положительных технических характеристиках насосной установки УЭЦНВП-д, необходимо отметить, что за счет конструктивных особенностей узлов, применяемых в верхнем электроприводе насосной установки, значительно увеличен его межремонтный период

(до 700 суток против 300 суток для устьевых УЭЦНВ); за счет применения дополнительного сальникового устройства с гидроуправляемой кронбуксой снижен риск аварийного выброса технической воды в окружающую среду. Кроме того, применение УЭЦНВП-д способствует существенному снижению капитальных затрат на бурение шурфа благодаря значительному уменьшению глубины и диаметра шурфа, а также затрат на наземное и трубопроводное оборудование для достижения высоких давлений для закачки рабочего агента в нагнетательную скважину [3].

#### **Таким образом, используя УЭЦНВП-д, мы можем:**

- избирательно повышать давления на устье нагнетательных скважин и тем самым обеспечивать достаточную приемистость на участках с низкопроницаемыми коллекторами, а также на скважинах, удаленных от КНС;
- регулировать приемистость и давление на устье нагнетательной скважины в широких пределах за счет подбора ЭЦН с различными напорами и производительностью;
- в отличие от индивидуальных насосных установок, располагаемых в стволе нагнетательных скважин, беспрепятственно проводить гидродинамические и геофизические исследования нагнетательных скважин без привлечения бригад КРС (ТРС);
- использовать для защиты эксплуатационных колонн нагнетательных скважин более надежные пакеры, нежели возможные при устьевых УЭЦНВ;
- оперативно, без специализированных бригад производить

монтажно-демонтажные работы при ремонте или замене ЭЦН.

Система автоматизации на базе контроллера «Карат-УЭЦНВП» обеспечивает непрерывный контроль и защиту насосного агрегата по предельным значениям давления на приеме и на выкиде, а также по температуре торцевого уплотнения и подшипников. Кроме того, дистанционное управление насосной установкой позволяет оперативно запускать и останавливать ее. Визуальное наблюдение на мониторе компьютера за расходом закачиваемого агента в пласт, давлением на ступенях насоса и энергопотреблением насосной установки позволяет контролировать мгновенное удельное потребление электроэнергии на единицу закачиваемого рабочего агента.

Использование новой технологии МСП с применением ТДФ и УЭЦНВП-д позволяет рассматривать различные варианты обустройства новых нагнетательных скважин, удаленных от КНС, вплоть до полного отказа от строительства насосных станций, и строительства разводящих водоводов большой протяженности. Данная технология представляет собой полный и завершённый цикл: добыча скважинной продукции, ее разделение на фракции (газ, нефть, вода), транспорт нефти и газа на сборный пункт, подготовка попутно добываемой воды до соответствующего качества непосредственно на объекте добычи и закачка ее в качестве рабочего агента в продуктивную пласт. При этом обеспечивается экологическая безопасность за счет отсутствия протяженной системы водоводов высокого давления [4].

#### **Пример конкретного выполнения**

Опытно-промышленные испытания новой технологии МСП проводились в НГДУ «Джалиль-нефть» в течение двух лет (с 2008 года) на трех объектах по схеме: скважина-донор–ТДФ + нагнетательная (1436 – 11612; 1405, 30053 – 1410; 22339 – 22285). В итоге только за 2009 год по указанным объектам уловлено и от-

правлено в систему сбора более 500 тонн нефти.

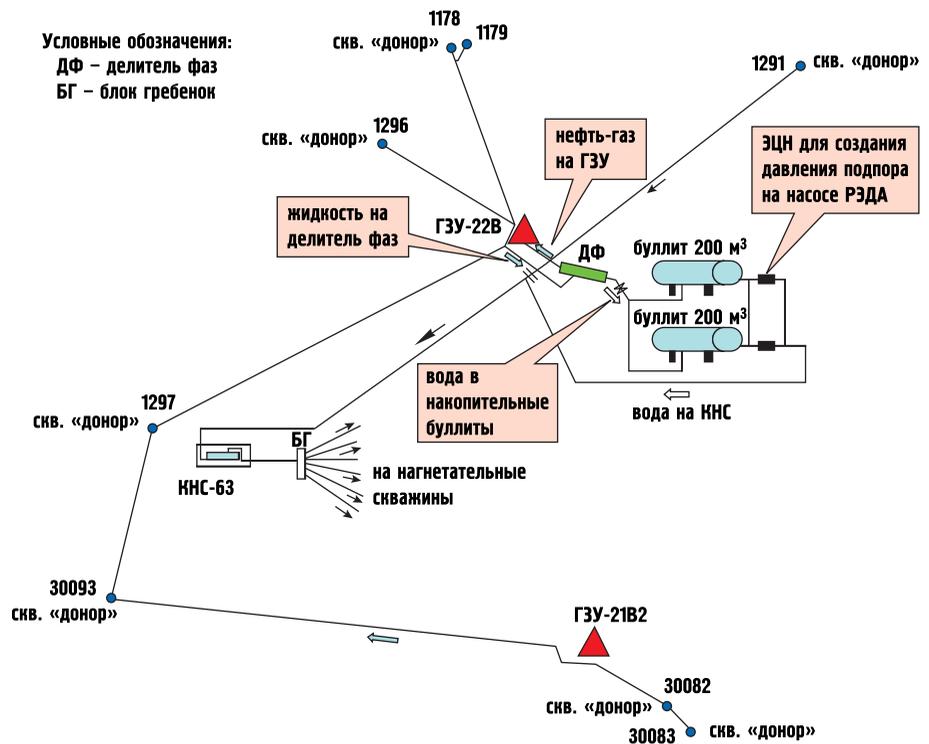
Обобщая накопленный опыт по использованию данной технологии МСП на индивидуальных скважинах, было принято решение о реконструкции заводнения Восточно-Сулеевской площади в районе КНС-63. Из-за значительной удаленности кустовой насосной станции от очистных сооружений в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления изначально использовалась пресная вода, что в итоге привело к набуханию глинистых частиц и значительному ухудшению коллекторских свойств разрабатываемых пластов. По причине различных коллекторских характеристик нижних пропластков (Д1 б1, б2, б3) продуктивного пласта выработка слабопроницаемых участков шла недостаточными темпами.

Для организации заводнения с использованием попутно добываемой воды был произведен монтаж оборудования для предварительного сброса воды при ГЗУ-22В (фото 2), расположенной вблизи КНС-63. Чтобы обеспечить достаточный объем воды (до 1000 м<sup>3</sup>/сут), использовали добывающие скважины с неполным обводнением продукции, а также часть водозаборных скважин для добычи воды из девонских водоносных пластов (Д1 в, г, д) (рис. 2). Для фазового разделения продукции скважин-доноров применен приустьевой делитель фаз размером, соответствующим пропускной способности поступающей жидкости и качеству подготовленного рабочего агента для закачки в нагнетательные скважины.

**В результате проведенной работы за 2009 год по объекту КНС-63 НГДУ «Джалильнефть»:**

- добыто дополнительно более 5 тыс. тонн нефти;

Рис. 2. Сбор нефти, газа и воды при организации заводнения по схеме МСП на КНС-63



- сэкономлено более 10 млн рублей капложений;
- получена экономия за счет отказа от покупной пресной воды в объеме 300 тыс. м<sup>3</sup>/год;
- сократилось количество подземных ремонтов, связанных с интенсивным образованием нерастворимых отложений на глубинно-насосном оборудовании добывающих скважин;
- отпала необходимость подачи ингибитора солеотложений в объеме 2,2 тонны в год;
- обеспечена стабильная и всегодичная работа КНС-63 с возможностью избирательной закачки по нагнетательным скважинам (что невозможно производить в зимний период);
- интенсивный отбор жидкости из скважин нерентабельного фонда привел к нарушению установив-

шегося гидродинамического равновесия, к изменению направления движения флюидов в пластах и, как следствие, к фильтрации нефти из застойных зон обводнившегося нефтеносного пласта в зону активного дренирования.

Экономическая оценка вариантов закачки рабочего агента насосами КНС, применения различных способов МСП и ВСП и новой технологии МСП показывает высокую эффективность последней. Затраты на проведение данного мероприятия окупаются менее чем за год. Кроме того, сохраняется в «чистоте» призабойная зона нагнетательных скважин, применяется относительно менее затратный способ увеличения нефтеотдачи пластов, обеспечивается экологическая безопасность окружающей среды.

#### Литература

1. Андреев И. И., Фадеев В. Г., Фаттахов Р. Б., Федотов Г. А. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды в системе поддержания пластового давления. // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 232 с.
2. Приустьевой делитель фаз (газ, нефть, вода) для нагнетательной скважины при МСП [Текст] : пат. 77341 Рос. Федерация: МПК(7) Е 21 В 43/00 / Ахметшин Р. А., Ахметшин И. Я., Ямалеев Ф. Г., Рафиков Р. Б., Биккулов Ш. Н. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2008116750/22; заявл. 28.04.08; опубл. 20.10.08, Бюл. № 29
3. Насосная установка для закачки воды в скважину с низкими коллекторскими свойствами нефтяного пласта [Текст] : пат. 73385 Рос. Федерация : МПК(7) Е 21 В 43/00 / Ахметшин Р. А., Ямалеев Ф. Г., Рафиков Р. Б., Шушков А. А. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2007148342/22; заявл. 12.12.07; опубл. 20.05.08, Бюл. № 14
4. Система для использования обводняющихся нефтедобывающих скважин при организации поддержания пластового давления по технологии межскважинной перекачки [Текст] : пат. 85187 Рос. Федерация : МПК(7) Е 21 В 43/00 / Каюмов М. Ш., Ямалеев Ф. Г., Ахметшин И. Я., Рафиков Р. Б., Абрамов М. А. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 2009109555/22; заявл. 29.12.08; опубл. 27.07.09 Бюл. № 21