

А.В. Деньгаев, В.С. Вербицкий, А.Н. Дроздов, Д.А. Петров, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
С.Е. Здольник, Ю.А. Нишкевич, ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПОВ ЦЕНТРОБЕЖНОЙ СЕПАРАЦИИ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА ПРИЕМЕ УЭЦН

Важнейшей научно-технической проблемой при разработке нефтяных месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющих эффективно решить эту проблему, является пескопроявление и вынос мехпримесей при эксплуатации скважин.

К примеру, более 40% всех продуктивных пластов в мире требует применения методов борьбы с влиянием механических примесей при эксплуатации скважин. В неконтролируемых условиях вынос механических примесей в скважину вызывает износ компонентов эксплуатационной колонны и требует частых и дорогостоящих ремонтных работ. В некоторых случаях выносимые механические примеси могут закупорить скважину. Возможность осложнений, связанных с влиянием механических примесей, значительно затрудняет выбор технологических режимов работы скважин, обеспечивающих рациональную эксплуатацию недр и удовлетворительные технико-экономические показатели. Кроме того, неправильный выбор метода борьбы с выносом механических примесей значительно снижает производительность скважины и экономическую эффективность ее эксплуатации.

Основными составляющими механических примесей, содержащихся в добываемой жидкости, являются породобразующие компоненты, продукты коррозии металла, не закрепившийся в пласте проппант и др.

Если учитывать тот факт, что основная доля добычи нефти в России осуществляется установками электроцентробежных насосов, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от механических примесей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования. В компании ОАО «НК «Роснефть»



Рис. 1. Демонтаж УЭЦН на устье скважины Западной Сибири (причина остановки – засорение ЭЦН механическими примесями)

основной причиной отказа установок ЭЦН является вредное влияние механических примесей (повышенный износ, закупоривание рабочих органов насоса и др.). В 2006 году доля отказов установок ЭЦН по причине повышенного содержания механических примесей в откачиваемой жидкости составило 33,0% от общего числа отказов. Сегодня на рынке погружного оборудования существуют различные устройства по борьбе с вредным влиянием механических примесей на работу УЭЦН. По принципу действия их можно разбить на три группы: гравитацион-



Рис. 2. Фильтрующий элемент УЭЦН с наработкой 4 суток (причина остановки – засорение ЭЦН механическими примесями)

ные, фильтрационные и комбинированные. К сожалению, промышленная практика показывает на недостаточную защиту этих устройств.

Интерес представляет тот факт, что в 50-80-е годы прошлого века учеными и специалистами нефтегазовой промышленности решался вопрос о разработке методов и способов борьбы с вредным влиянием свободного газа на приеме погружного насосного оборудования. Широкое распространение в отечественной нефтяной промышленности получили погружные газосепараторы к УЭЦН. Погружные газосепараторы прошлого столетия прошли путь развития и совершенствования по принципу действия: от фильтрационного до центробежного.

В настоящее время центробежные газосепараторы работают во многих нефтедобывающих скважинах, оборудованных установками ЭЦН, а газосепараторы гравитационного и фильтрационного принципов действия не востребованы из-за низкой сепарационной способности.

Современные устройства по защите УЭЦН от вредного влияния механических примесей имеют ряд существенных недостатков (высокая стоимость, значительно усложняется монтаж оборудования, металлоемкость, низкая сепарационная способность и др.), что в реальных технико-экономических условиях эксплуатации такого рода скважин ограничивает возможность их применения.

Становится актуальным вопрос повышения эффективности эксплуатации

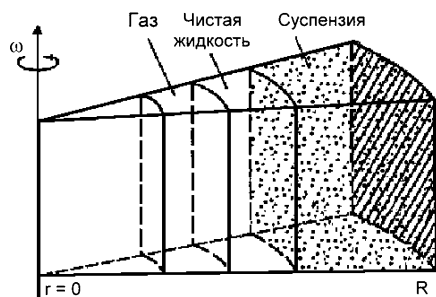


Рис. 3. Схема процесса разделения фаз в центробежном поле

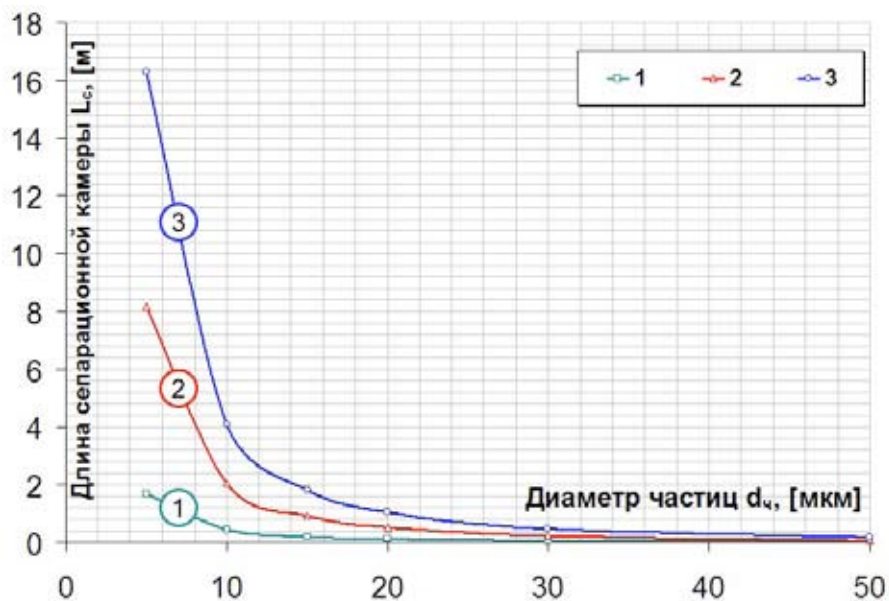


Рис. 4. Зависимость длины сепарационной камеры от эквивалентного диаметра механических примесей в различных средах: 1 – смесь с $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ и $\mu = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 2 – смесь с $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ и $\mu = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 3 – смесь с $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ и $\mu = 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

скважин, оборудованных ЭЦН при добыче скважинной продукции с высокой концентрацией механических примесей, путем использования высокотехнологичных и недорогих средств защиты ЭЦН.

На рис. 3 представлена схема процесса разделения фаз в центробежном поле. Видно, что разделение фаз происходит от оси, где сосредоточена газовая фаза (газ, легкие фракции углеводородов и т.п.), до периферии, где сосредоточена жидкая фаза с твердыми частицами. Следовательно, зная закономерность распределения фаз в поле центробежных сил, можно спроектировать техническое устройство, которое способно будет отделять жидкость с механическими примесями от чистой жидкости с газовой фазой, и направлять механические примеси в специальный отсек-накопитель.

При проектировании сепаратора механических примесей проводился расчет основного элемента – сепарационной камеры.

Расчеты показывают, что на маловязкой жидкости для отделения механических примесей с эквивалентным диаметром 30 мкм достаточно всего

нескольких сантиметров длины сепарационной камеры, причем при увеличении вязкости перекачиваемой смеси увеличивается длина сепарационной камеры. Так, например, для отделения механических примесей с диаметром частицы (d_v), равным 30 мкм, от жидкости с $\mu = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$, потребуется длина сепарационной камеры – 0,6 м, а для $\mu = 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ – 1 м (рис. 4).

Таким образом, в результате проведенных исследований была разработана методика определения эффективности отделения твердых частиц в жидкости в зависимости от плотности и вязкости перекачиваемой среды.

Повышение эффективности и надёжности эксплуатации скважин, оборудованных центробежным сепаратором механических примесей, достигается путем проведения центробежной сепарации перед обтеканием погружного электродвигателя откачиваемой жидкостью и размещения центробежного сепаратора под электродвигателем, что позволяет существенно увеличить диаметральный габарит сепаратора.

Интенсивность выноса твердых частиц на участке «ПЗС¹ – прием ПО²» харак-

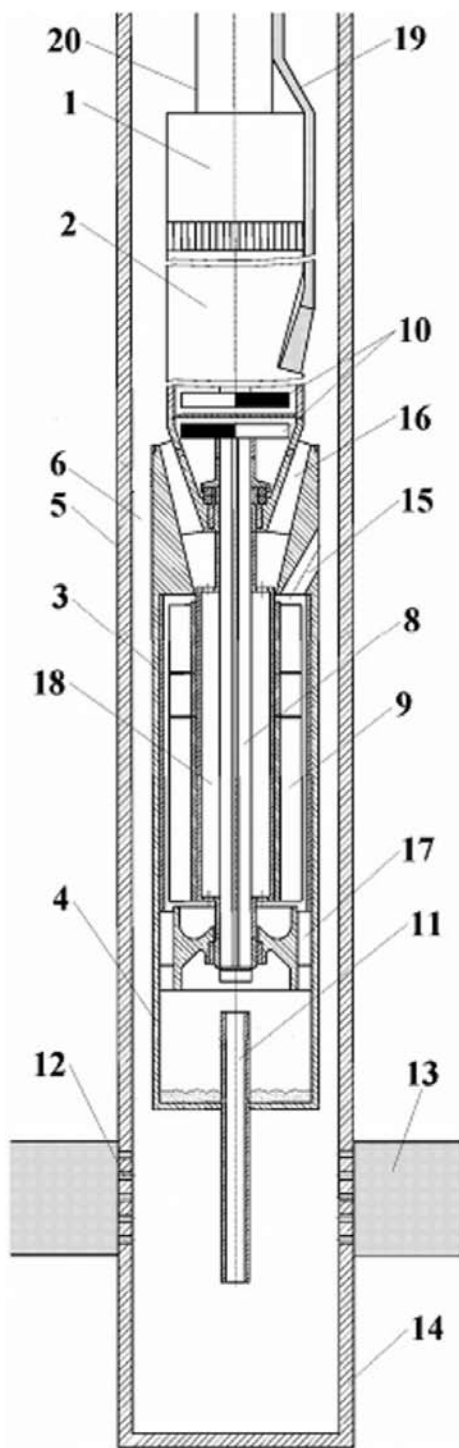


Рис. 5. Схема погружного сепаратора механических примесей (ПСМ)

теризуется резкими пиками (концентрация твёрдых частиц увеличивается в несколько раз) при изменении параметров эксплуатации (например, при запусках насосных установок или увеличениях частоты тока в процессе работы), но значительно снижается при стабильной долговременной работе

системы «пласт – скважина – ПО». Поэтому с практической точки зрения важно защитить насос именно от резких пиков уровня взвешенных частиц абразивов при запусках УЭЦН и выводе его на постоянный режим.

Погружная насосная установка для добычи нефти в составе с центробежным сепаратором механических примесей (ПСМ) 3 (см. рис. 5) содержит насос 1 с погружным электродвигателем 2 и отстойник 4, спущенные в скважину 5, причем ПСМ расположен ниже погружного электродвигателя.

Вал погружного электродвигателя 2 и вал 8 ротора 9 центробежного сепаратора 3 твёрдых частиц соединены посредством герметичной магнитной муфты 10 или дополнительной гидрозащитой специального исполнения. Внутри отстойника 4 размещена труба 11, верхний конец которой расположен ниже центробежного сепаратора 3 твёрдых частиц, а нижний конец сообщен с полостью скважины 5. Центробежный сепаратор 3 имеет входную 15 и выходную 16 линии, а также каналы 17 отвода части потока жидкости с повышенной концентрацией твёрдых частиц в отстойник 4. Внутри ротора 9 сепаратора 3 находится канал 18 для направления очищенной жидкости с газом в выкидную линию 16.

Погружная насосная установка для добычи нефти с центробежным сепаратором в поле центробежных сил работает следующим образом.

Поток добываемой продукции поступает из пласта 13 в скважину 5 и затем на прием центробежного сепаратора 3. Во вращающемся роторе 9 сепаратора 3 происходит отделение твёрдых частиц от жидкости в поле центробежных сил. Твёрдые частицы с частью жидкости направляются по каналам 17 в отстойник 4 и оседают на его дне. Очищенная жидкость направляется по каналу 18 в выкидную линию сепаратора 3 и далее поступает в приёмный модуль погруж-

ного насоса 1 или газосепаратора. При этом необходимо отметить, что ПСМ также играет роль газосепаратора, т.к. осуществляется предварительная сепарация газовой фазы в проточной части ПСМ за счет центробежных сил, следовательно, укрупненные газовые каверны на выходе из ПСМ, попадая на прием газосепаратора, способствуют более эффективному газоотделению в штатном газосепараторе.

При переполнении отстойника 4 (это может произойти в случае длительной откачки продукции с очень высоким содержанием механических примесей) твёрдые частицы поступают по трубе 11 в зумпф 14 скважины 5, расположенный ниже интервала перфорации 12.

В дополнение к вышеизложенному можно отметить, что, кроме решения основной проблемы – защиты УЭЦН от механических примесей, ПСМ можно оборудовать специальным контейнером с брикетками, содержащими ингибиторы солеотложений, расположенного ниже отстойника 4.

Таким образом, предложенная технология позволяет защитить УЭЦН от засорения твёрдыми частицами и износа, от интенсивного отложения продуктов солеотложений и снижает вредное влияние свободного газа, что существенно повышает эффективность эксплуатации скважин в осложнённых условиях.

Область применения предлагаемого технического решения – эксплуатация погружными насосами скважин с концентрацией взвешенных твёрдых частиц в жидкости более 500 мг/л и с повышенным газосодержанием в откачиваемой продукции.

Примечания

- ¹ – ПЗС – призабойная зона скважины;
- ² – ПО – погружное оборудование (в данном случае ЭЦН).