

УДК 622.276.054.23+620.1

А.Р. Салихова¹, e-mail: salikhova.alina@bk.ru; **А.А. Сабиров¹**, e-mail: albert_sabirov@mail.ru;

А.В. Булат¹, e-mail: avbulat87@gmail.com

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Методика повышения эффективности эксплуатации установок электролопастных насосов при содержании абразивных частиц в добываемой жидкости

В статье рассмотрена проблема эксплуатации глубинно-насосного оборудования в условиях выноса механических примесей, в особенности после снижения забойного давления или проведения гидроразрыва пласта. Применение дополнительных устройств для удаления механических примесей или насосных установок в износостойком исполнении является эффективным решением проблемы продления срока эффективной эксплуатации оборудования, однако приводит к значительному увеличению расходов организации, осуществляющей разработку месторождения. Следовательно, актуальной задачей является создание относительно простых и недорогих решений, направленных на оптимизацию выбора режима эксплуатации скважинного оборудования, что позволит значительно сократить количество механических примесей на приеме насоса и увеличить наработку на отказ.

Авторами статьи проанализированы особенности свободного и стесненного движения твердых частиц в интервале от забоя до приемной сетки насоса. Представлена методика обоснованного выбора режима эксплуатации установок электроприводных лопастных насосов, при котором поступление механических примесей определенного гранулометрического состава на прием насоса будет минимизировано. Предложен алгоритм подбора режима периодической работы установки электроприводного лопастного насоса в период освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта в зависимости от концентрации взвешенных частиц, вязкости среды, безразмерной скорости и ряда других параметров. Установлено, что применение предложенных решений позволит повысить надежность и увеличить срок безаварийной эксплуатации оборудования.

Ключевые слова: электроприводной лопастной насос, отказ оборудования, механическая примесь, количество взвешенных частиц, движение частиц в среде, периодическая эксплуатация.

.....

A.R. Salikhova¹, e-mail: salikhova.alina@bk.ru; **A.A. Sabirov¹**, e-mail: albert_sabirov@mail.ru;

A.V. Bulat¹, e-mail: avbulat87@gmail.com

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education «Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)» (Moscow, Russia).

The Improvement Technique of Running Efficiency for Electric Vane Pumps in the Presence of Abrasive Particles in Extractive Fluids

The article analyses operating problems of downhole pumping equipment under lifting of impurities, in particular on seam pressure reduction or hydrofrac operations. While the use of additional extractors of mechanical impurities or pumping units of wearproof versions is an effective problem-solution tool for extension of equipment life, it results in a considerable growth of operating costs for an operator. Therefore, the urgent problem is to arrive at relative simple and inexpensive decisions aimed at an optimized choice of downhole equipment type of duty, thus enabling to cut impurities at the suction pipe and increase mean-time-between-failures to a considerable extent. The authors have analyzed some features of free and restricted motion of solids in the bottomhole – pump rose interval. The technique to choose a justified type of duty for electrically driven vane pumps is presented. It will allow to minimize the arrival of impurities of a certain grain-size distribution to the suction pipe. For selection of a cycling mode of an electrically driven vane pumping unit in the post-frac well completion period the algorithm is proposed

depending on concentration of suspended particles, medium viscosity, dimensionless speed and a number of other parameters. It has been proved that when used the proposed solutions allow to achieve increased equipment reliability and its no-failure operation life.

Keywords: electric submersible pump, pump failure, solid particle, suspended solids concentration, particle movement in a fluid, periodic well operation.

Эксплуатация скважин в условиях сильной обводненности значительно затрудняет достижение рентабельности. Для решения этой задачи массово применяются форсированные режимы отбора жидкости, обеспечивающие повышение нефтеотдачи за счет снижения забойного давления или проведения гидроразрыва пласта (ГРП). При этом зачастую значение забойного давления определяется как минимально возможное, при котором достигается устойчивая работа насоса, без срыва подачи и частых отключений при одновременном обеспечении приемлемого ресурса работы установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). В таких режимах эксплуатации скважин в условиях высокой обводненности продукции и при наличии в добываемой жидкости абразивных частиц рабочие органы насосов испытывают повышенные нагрузки. Следствием этого являются гидроабразивный износ газосепараторов роторного типа, а также вибрации УЭЛН, вызванные радиальным износом рабочих органов, что, в свою очередь, может стать причиной расчленения секций и падения оборудования на забой. Анализ причин отказов УЭЛН на одном из месторождений Западной Сибири показал, что в 2018 г. 37 % преждевременных отказов произошло из-за износа или засорения ступеней насосов песком или пропантом (рис. 1). При этом, несмотря на то, что данная причина отказа оборудования – вторая по значимости для данного месторождения, наибольшие потери добычи нефти были зафиксированы в период простоев из-за текущего ремонта на скважинах, эксплуатация которых осложнена присутствием твердых частиц в добываемой

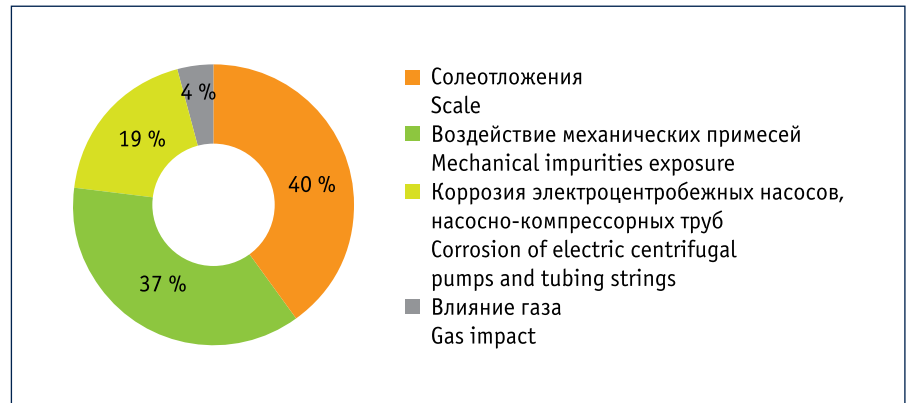


Рис. 1. Структура преждевременных отказов оборудования, обусловленных воздействием осложняющих факторов, на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири по данным 2018 г., %

Fig. 1. The structure of equipment premature failures caused by the impact of complicating factors on the Western Siberia oilfield according to 2018, %

жидкости, что связано с применением таких методов интенсификации, как ГРП, либо на новых скважинах и скважинах с потенциалом увеличения извлекаемых запасов нефти.

Стоит отметить, что существует фонд скважин, характеризующихся повышенной частотой отказов из-за вредного влияния выноса абразивных частиц. Ряд скважин данного фонда в целях снижения частоты отказов оборудования эксплуатируется с меньшими депрессиями на пласт, что обуславливает снижение объема добычи нефти.

Вынос механических примесей, пропанта или высокая концентрация взвешенных частиц (КВЧ) на сегодняшний день являются одними из основных причин снижения наработки на отказ оборудования практически во всех нефтяных компаниях России. Поэтому разработка относительно простых и недорогих технологий и технических решений, позволяющих сократить ко-

личество разрушений компонентов УЭЛН с падением оборудования на забой и увеличить наработку на отказ, является актуальной задачей.

ВЫБОР РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЛОПАСТНОГО НАСОСА

При постоянном выносе механических примесей, например, при слабоцементированном коллекторе, эффективным методом защиты оборудования является установка фильтров или сепараторов на приеме ЭЛН. Однако в ходе освоения скважины после ГРП наиболее важным моментом является запуск, который может сопровождаться залповым выбросом абразивных частиц в концентрации до 3000 мг/л при допустимой КВЧ 1000 мг/л, что приводит к резкому увеличению интенсивности износа оборудования. В таком случае наиболее эффективным методом обеспечения надежности работы оборудования и продления срока его службы

Ссылка для цитирования (for citation):

Салихова А.Р., Сабиров А.А., Булат А.В. Методика повышения эффективности эксплуатации установок электролопастных насосов при содержании абразивных частиц в добываемой жидкости // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 5. С. 50–55.

Salikhova A.R., Sabirov A.A., Bulat A.V. The Improvement Technique of Running Efficiency for Electric Vane Pumps in the Presence of Abrasive Particles in Extractive Fluids. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;5:50-55. (In Russ.)

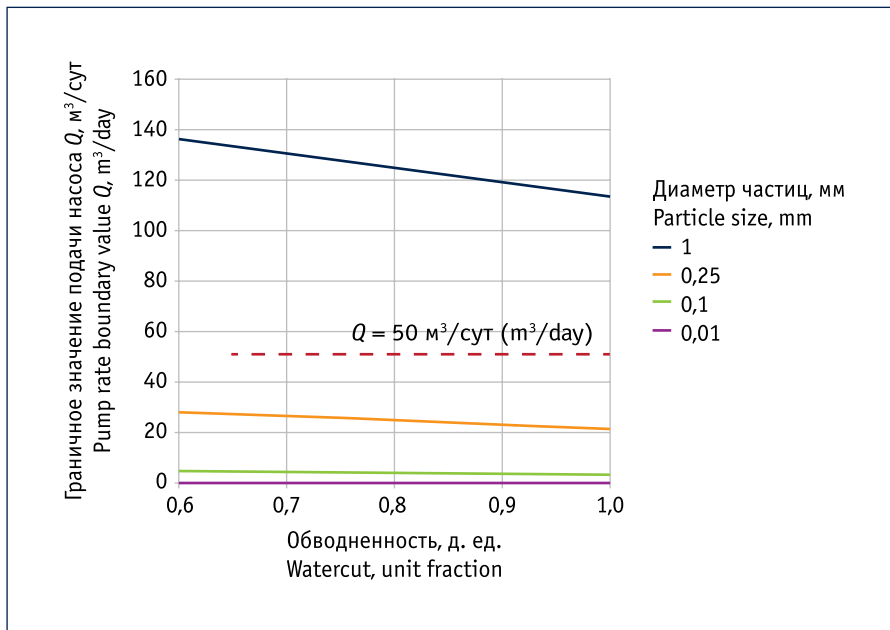


Рис. 2. Зависимость граничного значения подачи насоса, необходимого для выноса частиц, от обводненности в период эксплуатации

Fig. 2. Plot of pump rate boundary value (depending on watercut) conducive to particles lifting during operation

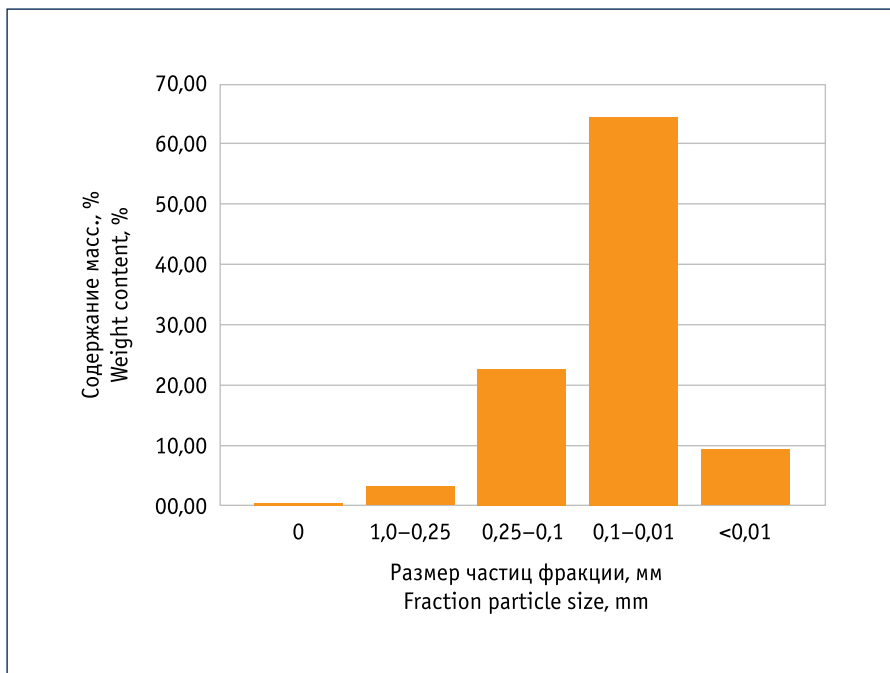


Рис. 3. Гранулометрический состав пород (VK₁₋₃)

Fig. 3. Rock particle size distribution (VK₁₋₃)

является обоснованный выбор режима периодической эксплуатации ЭЛН [1]. Для начала проанализируем процесс движения частиц (осаждение/вынос) на участке системы «скважина – прием ЭЛН», чтобы оценить возможность подъема частиц при определенных условиях.

В случае осаждения мелких твердых частиц в газе и жидкости основной характеристикой процесса является скорость осаждения ω_{oc} , м/с, для расчета которой можно использовать зависимость, общую для всех режимов осаждения под действием силы тяжести [2]:

$$\omega_{oc} = \sqrt{\frac{4d_p(\rho_p - \rho)g}{3\xi\rho}}, \quad (1)$$

где d_p – диаметр частицы, м; ρ_p – ее плотность, кг/м³; ρ – плотность среды, в которой частица движется, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; ξ – коэффициент сопротивления.

Экспериментально выявлено три режима изменения коэффициента сопротивления ξ в зависимости от числа Рейнольдса Re . В первой области – ламинарного осаждения – при $Re_{oc} < 2$:

$$\xi = \frac{24}{Re_{oc}}; \quad (2)$$

во второй области, часто называемой переходной, – в пределах изменения $2 < Re_{oc} < 500$:

$$\xi = \frac{18}{Re_{oc}^{0.6}}; \quad (3)$$

в третьей области – развитой турбулентности – в пределах $500 < Re_{oc} < 2000$: $\xi \approx 0,44$.

В общем случае для частиц можно также использовать критериальную зависимость:

$$Re = f(Ar, \xi), \quad (4)$$

где Ar – критерий Архимеда, рассчитываемый по формуле:

$$Ar = \frac{d_p^3 \rho^2 g}{\mu^2} \cdot \frac{\rho_p - \rho}{\rho}, \quad (5)$$

где μ – вязкость среды, мПа·с.

С учетом зависимости (3) уравнение (4) в области действия закона Стокса примет вид:

$$Re = \frac{Ar}{18}. \quad (6)$$

При этом критическое значение критерия Архимеда, ограничивающее существование ламинарного режима, составит $Ar \leq 36$.

В переходной области зависимость (4) принимает вид:

$$Re = 0,152Ar^{0.715}. \quad (7)$$

Осаждение в переходной области ограничивается изменениями критерия Архимеда в пределах $36 < Ar < 8,3 \cdot 10^4$.

При развитом турбулентном осаждении

$$Re = 0,174Ar^{0,5}. \quad (8)$$

Используя формулы (1) – (8), рассчитаем минимальный дебит, при котором начнется подъем частиц песка, проппанта плотностью $\rho_n = 2650 \text{ кг/м}^3$ в эксплуатационную колонну (ЭК) с внутренним диаметром 132 мм (рис. 2) в период эксплуатации ЭЛН. Вязкость и плотность жидкости при плотности нефти 850 кг/м^3 рассчитаны в зависимости от обводненности продукции. В качестве примера фракционного состава взят гранулометрический состав горной породы, представленной отложениями викуловской свиты, одного из месторождений Западной Сибири по данным исследований керна (рис. 3): доля песчаной фракции $d = 1,0 \dots 0,25 \text{ мм}$ достигает 3 %, пелитовой фракции $d < 0,01 \text{ мм}$ – 10 %, песчаной фракции $d = 0,25 \dots 0,1 \text{ мм}$ – 23 %, алевролитовой фракции $d = 0,1 \dots 0,01 \text{ мм}$ – 65 %. Вязкость жидкости (эмульсии) была рассчитана по формуле Тейлора (в зависимости от обводненности):

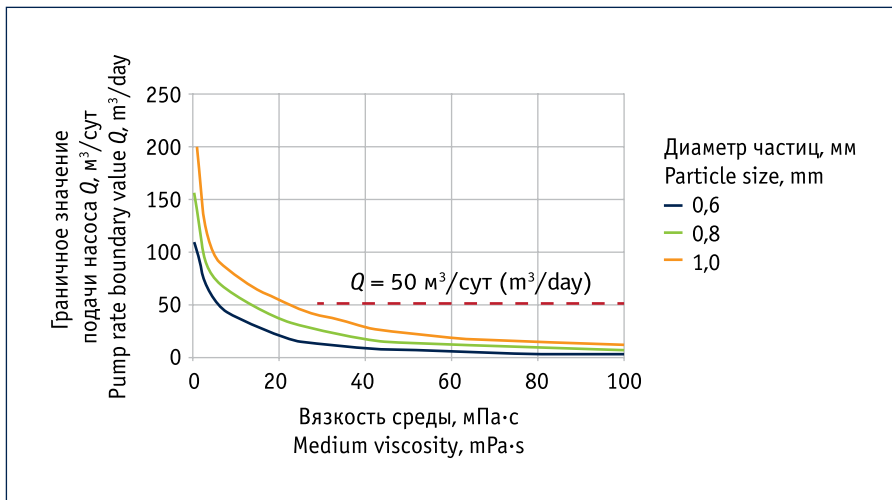


Рис. 4. Зависимость граничного значения подачи насоса, необходимого для выноса проппанта, от вязкости среды в период освоения скважины после ГРП

Fig. 4. Plot of pump rate boundary value (depending on medium viscosity) conducive to proppant lifting during well development after hydraulic fracturing

$$\mu_z = \mu_{\text{внеш.ф}} \left(1 + 2,5\varphi \frac{\mu_{\text{внутр.ф}} + \frac{2}{5}\mu_{\text{внеш.ф}}}{\mu_{\text{внутр.ф}} + \mu_{\text{внеш.ф}}} \right), \quad (9)$$

где $\mu_{\text{внеш.ф}}$ – вязкость внешней фазы, мПа·с; $\mu_{\text{внутр.ф}}$ – вязкость внутренней фазы, мПа·с; φ – отношение дисперги-

рованного вещества к общему объему системы.

Из рис. 2 можно сделать вывод, что все частицы размером до 0,25 мм при подаче ЭЛН $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ будут подниматься в насос и на поверхность. Однако для оценки негативного влияния вы-

GasSuf

17-я Международная выставка газобаллонного, газозаправочного оборудования и техники на газомоторном топливе

22–24 октября 2019

Россия, Москва, КВЦ «Сокольники»

Забронируйте стенд
www.gassuf.ru



газобаллонное
оборудование



газозаправочное
оборудование



техника на газо-
моторном топливе

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

+7 (495) 252 11 07
gassuf@mvk.ru

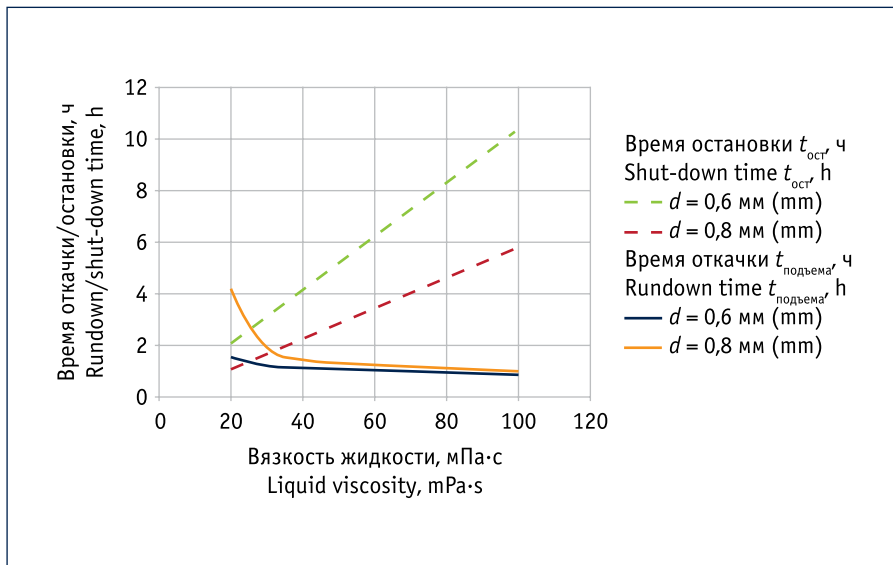


Рис. 5. Оценка времени подъема и осаждения частиц разных диаметров ($Q = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$)
 Fig. 5. Estimation of periods of lifting and settling for different size particles ($Q = 50 \text{ м}^3/\text{day}$)

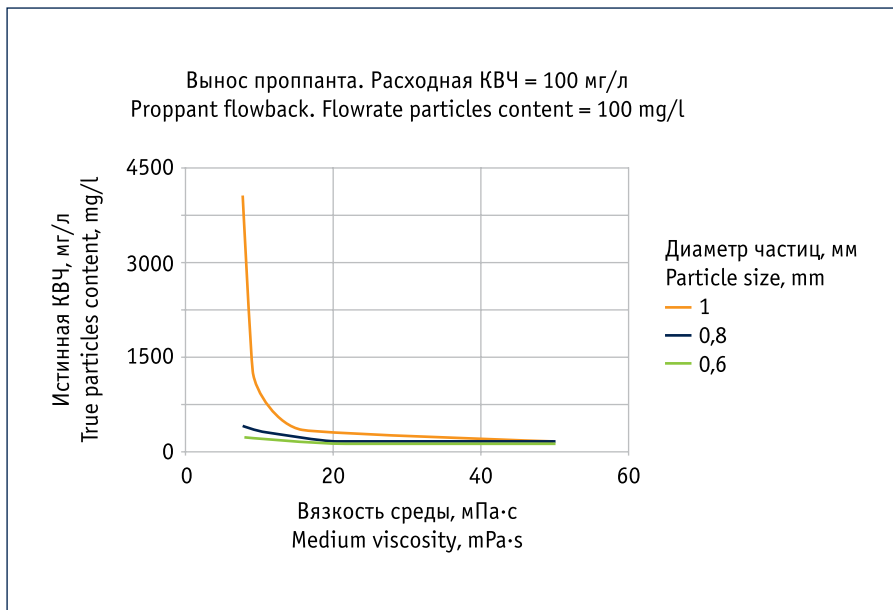


Рис. 6. Зависимость истинной концентрации взвешенных частиц от вязкости жидкости в период освоения скважины после гидроразрыва пласта (стесненное движение)
 Fig. 6. Plot of true particles content depending on liquid viscosity during well development after hydraulic fracturing (constraint flow)

носимых частиц необходимо, помимо концентрации, знать степень их агрессивности, поскольку, если частицы окатанной формы, их концентрация невелика и применение методов защиты (например, фильтров) окажется технологически и экономически невыгодным. Рассмотрим случай выноса проппанта в период освоения скважины после ГРП. График на рис. 4 свидетельствует о том, что при росте вязкости среды от 1 до

5 мПа·с наблюдается снижение скорости оседания частиц, а значит, и граничного значения подачи насоса, при котором происходит подъем проппанта, в 2 раза, а при увеличении вязкости до 40 мПа·с – в 6–10 раз в зависимости от диаметра частиц. Это значит, что в начальный период после ГРП (при еще значительном уровне вязкости жидкости в скважине) уже при небольшом дебите происходит подъем частиц в насос, уве-

личивая риск засорения и заклинивания насоса, а также его износа.

Для частиц разных размеров периоды подъема и осаждения различны. Так, частицы $d = 0,6 \text{ мм}$ поднимаются до приема насоса быстрее, а оседают медленнее в сравнении с частицами $d = 0,8 \text{ мм}$ при прочих равных условиях. Предложенный подход к определению времени работы и накопления может быть использован при выборе периодического режима эксплуатации УЭЛН.

Все приведенные формулы и графики, по ним построенные, описывают движение одной частицы в жидкости (свободное осаждение), однако при выносе механических примесей концентрация частиц может колебаться от 0 до 10 000 мг/л (стесненное осаждение). Скорость стесненного осаждения зависит от тех же факторов, что и скорость свободного осаждения, и еще от концентрации песка в жидкости: чем выше концентрация, тем меньше скорость.

Как и при осаждении в неподвижной жидкости, вынос песка может происходить при свободном и стесненном движении зерен. Если при выносе песчинки на ее движение не оказывают влияния другие песчинки или стенки трубы, имеем свободный вынос. В этом случае для осуществления выноса требуется соблюсти условие $v_{ж} > \omega$, где $v_{ж}$ – скорость восходящего потока жидкости, м/с; ω – скорость свободного осаждения песчинки, м/с. При $v_{ж} < \omega$ песчинка спускается на дно сосуда или, если она находилась на дне, не поднимается потоком.

При стесненном движении песка скорость потока, необходимая для выноса массы зерен, будет всегда меньше скорости, достаточной для свободного выноса каждой отдельной песчинки, входящей в эту массу. Чем выше концентрация песка, тем меньше потребная для выноса скорость.

Рассмотрим общий случай установившегося процесса выноса песка вертикальным потоком жидкости. Установившееся движение смеси жидкости с песком характеризуется тем, что на всем пути выноса расходная концентрация песка одинакова во всех сечениях потока.

Расходная концентрация – это отношение расхода песка к расходу смеси в любом сечении потока [3]:

$$\sigma_p = \frac{q}{(Q+q)}, \quad (10)$$

где Q – расход жидкости, м³/сут; q – расход песка, м³/сут.

Истинная концентрация – содержание песка в некотором объеме движущейся или покоящейся жидкости, определяемая расчетным путем или по пробам смеси, взятым пробоотборником:

$$\sigma_p = \sigma \left[1 - \frac{F\omega_0(1-\sigma_p)}{Q} f(\sigma) \right], \quad (11)$$

где ω_0 – скорость свободного осаждения, м/с, F – площадь сечения, через которое происходит движение жидкости, м².

Следовательно, безразмерная скорость потока (отношение скорости потока к скорости свободного осаждения) может быть выражена как

$$U_{бр} = \frac{U_{ж}}{\omega} = \frac{Q}{F\omega_0}. \quad (11)$$

С уменьшением скорости восходящего потока жидкости, т. е. с уменьшением $U_{бр}$, истинная концентрация песка σ непрерывно возрастает при прочих одинаковых условиях, в числе которых размер зерен, вязкость жидкости и т. д. Даже при небольшой расходной концентрации песка истинная концентрация может достичь высоких значений, в десятки раз превышающих исходное. Для расчетов рекомендуется принять за минимальную безразмерную скорость, необходимую для начала полного выноса механических примесей, значение 2,5.

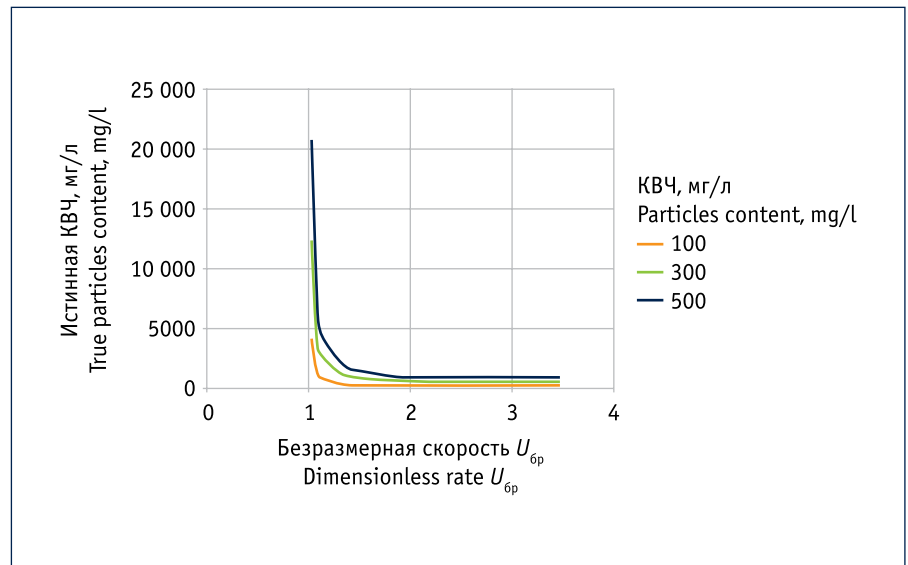


Рис. 7. Зависимость истинной концентрации взвешенных частиц от безразмерной скорости в период освоения скважины после гидроразрыва пласта (стесненное движение)

Fig. 7. Plot of true particles content depending on dimensionless rate during well development after hydraulic fracturing (constraint flow)

Неполный вынос характеризуется тем, что в потоке сильно возрастает концентрация песка по сравнению с расходной концентрацией, определяемой на устье скважины методом анализа проб продукции.

Из графика на рис. 6 можно сделать вывод, что при снижении вязкости, при котором возрастает скорость осаждения частиц, уменьшается безразмерная скорость потока жидкости по отношению к твердой фазе и увеличивается истинная КВЧ (рис. 7). Таким образом, значение 100 мг/л, полученное в результате анализа проб на КВЧ, не соответствует реальной КВЧ, проходящих через сечение насоса. Не стоит также забывать и об изменении физико-химических свойств жидкости (вязкость и плот-

ность в зависимости от газосодержания, давления и температуры) по длине ЭК и насосно-компрессорных труб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная в статье методика позволяет рассчитать максимальную скорость откачки жидкости при выводе на режим после ГРП, а также вычислить время работы и накопления при эксплуатации скважин в периодическом режиме в целях снижения влияния КВЧ на наработку на отказ УЭЛН. Конечным результатом применения предложенной методики является увеличение срока безаварийной эксплуатации оборудования и повышение рентабельности эксплуатации скважин, в т. ч. в условиях сильной обводненности.

Литература:

1. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Новый подход к выбору насосного оборудования и режима его работы в осложненных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 52–55.
2. Исследование процесса осаждения твердых частиц в жидкостях под действием силы тяжести. Методические указания по выполнению лабораторных работ Томского политехнического университета. Томск, 2008. 12 с.
3. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. М.: Недра, 1986. 120 с.

References:

1. Yakimov S.B., Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Bulat A.V. New Approach to Selection of Pumping Equipment and the Mode of Its Operation in the Wells under Conditions of Sand and Proppant Sloughing. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*. 2017;11:52-55. (In Russ.)
2. Research of Process of Solid Particles Settling in Liquids under Gravity. Tomsk Polytechnic University' laboratory operations manual. Tomsk; 2008. (In Russ.)
3. Pirverdyan A.M. Protection of the Borehole Pump from Gas and Sand. Moscow: Nedra; 1986. (In Russ.)