

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ



Б.С. АХЫМБАЕВА,
PhD, ассоциированный профессор
кафедры «Нефтяная инженерия»,
b.akhymbayeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22а

В данной статье рассматриваются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных месторождений с рыхлыми несцементированными коллекторами, в частности образование песчаных пробок, которые создают значительные препятствия для нормальной работы скважин. Одним из типичных примеров таких проблем является месторождение Тенгиз, где песчаные пробки в скважинах могут достигать значительных размеров, что существенно затрудняет или полностью прекращает приток пластовой жидкости. Основная цель статьи – анализ существующих методов ликвидации песчаных пробок и оценка их эффективности.

В работе подробно рассмотрены механические и гидравлические способы удаления песчаных пробок. Механическая очистка с помощью желонки применяется в скважинах с низким пластовым давлением и небольшими пробками. Для скважин с большими пробками и высокими пластовыми давлениями используется промывка с нагнетанием жидкости. Прямой и обратный способы промывки жидкостью анализируются с точки зрения их эффективности в зависимости от условий эксплуатации скважин.

Важной частью исследования являются гидравлические расчёты, которые позволяют оценить эффективность использования насосных установок для промывки скважин и определить оптимальные параметры работы оборудования. В статье приведены расчёты для насосной установки УН1Т-100Х200, включая расчёт давления на выкиде насоса, давления на забое скважины, мощности двигателя и времени, необходимого для полной ликвидации пробки.

Результаты показывают, что обратная промывка воды более эффективна для выноса крупных частиц песка благодаря высокой скорости восходящего потока, в то время

как прямая промывка обеспечивает лучшее размывание пробки за счёт выхода жидкости из башмака промывочных труб. Комбинированное применение этих методов, включая использование промывочного устройства ПУ-1, позволяет достичь наилучших результатов при ликвидации песчаных пробок.

Данная работа вносит значительный вклад в совершенствование методов борьбы с осложнениями на нефтяных месторождениях, связанных с образованием песчаных пробок, и может служить основой для разработки рекомендаций по выбору оптимальных технологий для конкретных условий эксплуатации скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: песчаные пробки, ликвидация пробок, промывка скважин, прямая и обратная промывка, Тенгиз, гидравлический расчет.

ТЕҢІЗ КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА ҚҰМ ТЫҒЫНДАРЫН ЖОЮ ӘДІСТЕРІН ОҒТАЙЛАНДЫРУ

Б.С. АХЫМБАЕВА, PhD, «Мұнай инженериясы» кафедрасының қауымдастырылған профессоры, b.akhymbayeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Қ.Сәтбаева 22а көшесі,

Бұл мақалада бос цементтелмеген коллекторлары бар мұнай кен орындарын пайдалану кезінде туындайтын асқынулар, атап айтқанда ұңғымалардың қалыпты жұмысына айтарлықтай кедергі келтіретін құм тығындарының пайда болуы қарастырылады. Мұндай проблемалардың типтік мысалдарының бірі Теңіз кен орны болып табылады, онда ұңғымалардағы құм тығындары едәуір мөлшерге жетуі мүмкін, бұл қабат сұйықтығының ағынын едәуір қиындатады немесе толығымен тоқтатады. Мақаланың негізгі мақсаты - құм тығындарын жоюдың қолданыстағы әдістерін талдау және олардың тиімділігін бағалау.

Жұмыста құм тығындарын жоюдың механикалық және гидравликалық әдістері егжей-тегжейлі қарастырылған. Желонкамен механикалық тазарту төмен қысымды және кішкене тығындары бар ұңғымаларда қолданылады. Үлкен тығындары мен жоғары қабаттық қысымы бар ұңғымалар үшін сұйықтықты айдау арқылы жуу қолданылады. Сұйықтықпен жуудың тікелей және кері әдістері ұңғымаларды пайдалану жағдайларына байланысты олардың тиімділігі тұрғысынан талданады.

Зерттеудің маңызды бөлігі гидравликалық есептеулер болып табылады, бұл Ұңғымаларды жуу үшін сорғы қондырғыларының тиімділігін бағалауға және жабдықтың оңтайлы жұмыс параметрлерін анықтауға мүмкіндік береді. Мақалада UN1T-100x200 сорғы қондырғысының есептеулері, соның ішінде сорғының түсу қысымын, ұңғыманың кенжарындағы қысымды, қозғалтқыштың қуатын және тығынды толығымен жоюға кететін уақытты есептеу.

Нәтижелер жоғары көтерілу жылдамдығының арқасында үлкен құм бөлшектерін шығару үшін суды кері жуу тиімдірек екенін көрсетеді, ал тікелей жуу сұйықтықтың жуу құбырларының аяқ киімінен шығуы арқылы тығынның жақсырақ шайылуын қамтамасыз етеді. Бұл әдістерді, соның ішінде PU-1 жуу құрылғысын пайдалануды біріктіріп қолдану құм тығындарын жою кезінде жақсы нәтижелерге қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Бұл жұмыс құм тығындарының пайда болуымен байланысты мұнай кен орындарындағы асқынулармен күресу әдістерін жетілдіруге айтарлықтай үлес қосады және ұңғымаларды пайдаланудың нақты жағдайлары үшін оңтайлы технологияларды таңдау бойынша ұсыныстарды өзірлеу үшін негіз бола алады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: құм тығындары, тығындарды жою, ұңғымаларды жуу, тікелей және кері жуу, Теңіз, гидравликалық есептеу.

OPTIMIZATION OF METHODS FOR ELIMINATING SAND PLUGS USING THE EXAMPLE OF TENGIZ FIELD

B.S. AKHYMBAYEVA, PhD, Associate Professor of the Department of «Petroleum Engineering»,
b.akhymbayeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,
Satpayev str., 22a, Almaty, 050013, Republic of Kazakhstan

This article discusses the complications that arise during the operation of oil fields with loose uncemented reservoirs, in particular the formation of sand jams, which create significant obstacles to the normal operation of wells. One typical example of such problems is the Tengiz field, where sand plugs in wells can reach significant sizes, which significantly complicates or completely stops the flow of reservoir fluid. The main purpose of the article is to analyze existing methods of eliminating sand jams and evaluate their effectiveness.

The paper considers in detail the mechanical and hydraulic methods of removing sand plugs. Mechanical cleaning using a chute is used in wells with low reservoir pressure and small plugs. For wells with large plugs and high reservoir pressures, liquid injection flushing is used. The forward and reverse methods of liquid flushing are analyzed in terms of their effectiveness depending on the operating conditions of the wells.

An important part of the study is hydraulic calculations, which allow us to evaluate the efficiency of using pumping units for flushing wells and determine the optimal parameters of the equipment. The article presents calculations for the pumping unit UN1T-100X200, including calculation of the pressure at the pump outlet, pressure at the bottom of the well, engine power and the time required to completely eliminate the plug.

The results show that backwash of water is more effective for removing large sand particles due to the high velocity of the updraft, while direct flushing provides better erosion of the plug due to the exit of liquid from the shoe of the flushing pipes. The combined application of these methods, including the use of the PU-1 flushing device, allows for the best results in the elimination of sand jams.

This work makes a significant contribution to improving methods of combating complications in oil fields associated with the formation of sand jams, and can serve as a basis for developing recommendations on the choice of optimal technologies for specific well operating conditions.

KEYWORDS: sand jams, elimination of traffic jams, well flushing, direct and reverse flushing, Tengiz, hydraulic calculation.

Введение. Эксплуатация нефтяных месторождений с коллекторами из рыхлых несцементированных пород, таких как песчаники, сопровождается целым рядом осложнений, которые могут значительно затруднять добычу нефти. Одним из наиболее распространённых осложнений является образование песчаных пробок в стволе скважины, что приводит к частичному или полному прекращению притока пластовой жидкости. На таких крупных месторождениях, как Тенгиз, проблема образования песчаных пробок является особенно актуальной, так как значительная часть коллектора представлена рыхлыми породами, склонными к вымыванию и выносу песка в скважину.

Образование песчаных пробок связано с тем, что под воздействием пластовой жидкости из пористой породы вымываются частицы песка, глины и других минеральных компонентов. Эти частицы скапливаются в стволе скважины, образуя пробки,

которые могут достигать десятков и даже сотен метров в длину. Если пробка перекрывает фильтр скважины, это приводит к резкому снижению притока жидкости или его полному прекращению. В результате эксплуатация скважины становится невозможной, что требует применения методов для удаления песчаных пробок и восстановления работы скважины.

Проблема песчаных пробок особенно актуальна для фонтанных и компрессорных скважин, где высокие пластовые давления способствуют интенсивному выносу частиц породы. На месторождении Тенгиз, где часть скважин работает в условиях повышенных температур и давлений, проблема песчаных пробок становится критической для поддержания устойчивой добычи нефти. В связи с этим возникает необходимость регулярной очистки скважин от песка и других отложений, что требует применения эффективных методов и технологий.

Основными методами ликвидации песчаных пробок являются механическая очистка скважин и промывка жидкостью. Механическая очистка с помощью желонки используется для неглубоких скважин с небольшой мощностью пробки и низким пластовым давлением. Промывка же применяется для более сложных случаев, когда песчаные пробки занимают значительные участки ствола скважины и требуют использования жидкостей для их размыва и выноса на поверхность.

Существует несколько способов промывки скважин, включая прямую и обратную промывку, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Прямая промывка предполагает нагнетание жидкости в промывочные трубы с подъемом размывтой пробки по затрубному пространству, тогда как при обратной промывке жидкость нагнетается в затрубное пространство, а вымытый песок поднимается по трубам на поверхность. В зависимости от конструкции скважины и условий эксплуатации выбирается тот или иной способ промывки, либо их комбинация для достижения наибольшей эффективности.

Целью данного исследования является анализ различных методов ликвидации песчаных пробок в скважинах на месторождении Тенгиз, оценка их эффективности и разработка рекомендаций по выбору оптимальных технологий для различных условий. Особое внимание уделено гидравлическим расчетам, которые позволяют определить оптимальные параметры работы промывочного оборудования и оценить его эффективность. Проведённые расчёты помогут понять, какой метод промывки и какие технические решения позволяют наиболее эффективно ликвидировать песчаные пробки и восстанавливать работоспособность скважин.

Таким образом, данное исследование направлено на улучшение понимания механизма образования песчаных пробок и способов их ликвидации, а также на оптимизацию технологий промывки скважин для повышения эффективности добычи на нефтяных месторождениях с рыхлыми несцементированными коллекторами, такими как Тенгиз.

Материалы и методы. Исследование направлено на изучение методов ликвидации песчаных пробок в нефтяных скважинах на примере месторождения Тенгиз, а также на разработку рекомендаций по выбору оптимальных технологий для различных условий эксплуатации. Основные методы, рассмотренные в работе, включают механическую очистку скважин с помощью желонки и промывку жид-

костями, такими как нефть, вода и глинистый раствор. Кроме того, были проведены гидравлические расчёты для оценки эффективности этих методов и определения оптимальных параметров работы оборудования.

Механическая очистка скважин с использованием желонки является эффективным способом удаления песчаных пробок в неглубоких скважинах с небольшими объёмами песка и низким пластовым давлением. Желонку опускают в скважину на канате, и когда она ударяется о песчаную пробку, клапан открывается, позволяя частицам песка и жидкости проникнуть внутрь. Затем желонку поднимают на поверхность и очищают от песка. Этот метод ограничен мощностью пробки и глубиной скважины, поскольку механическая очистка менее эффективна при больших объёмах песка и на больших глубинах [1].

В случае более значительных пробок, особенно в глубоких скважинах, предпочтительным является метод промывки жидкостью. Промывка позволяет размыть песчаную пробку и вывести её на поверхность вместе с потоком промывочной жидкости. Применяются несколько видов жидкостей: нефть используется для скважин с чисто нефтяным флюидом, вода – для водонефтяных скважин, а глинистый раствор – для фонтанных скважин с высоким пластовым давлением. Выбор жидкости зависит от условий эксплуатации скважины и характеристик пласта. [2]

Метод промывки подразделяется на два основных вида: прямая и обратная промывка. Прямая промывка предполагает нагнетание жидкости в промывочные трубы, при этом размытая пробка поднимается на поверхность через затрубное пространство. Преимущество прямой промывки заключается в более сильном размыве песчаной пробки за счёт высокого давления жидкости, выходящей из башмака промывочных труб. Однако при большом диаметре эксплуатационной колонны скорость восходящего потока может быть недостаточной для выноса крупных частиц песка.

Обратная промывка, напротив, предполагает нагнетание жидкости в затрубное пространство, а вымытый песок поднимается по промывочным трубам. Этот метод позволяет быстрее и эффективнее удалять крупные частицы песка за счёт более высокой скорости восходящего потока, что минимизирует риск прихвата труб. Однако обратная промывка имеет свои недостатки, такие как относительно меньшая размывающая способность, особенно в случае плотных песчаных пробок, что может ограничить её применение в определённых условиях [3].

Для повышения эффективности работ по промывке скважин на месторождении Тенгиз использовались комбинированные методы, которые включают как элементы прямой, так и обратной промывки. В качестве основного оборудования использовалось промывочное устройство ПУ-1, которое позволяет управлять направлением потока жидкости, обеспечивая её циркуляцию как в затрубном пространстве, так и внутри труб. Это устройство состоит из циркуляционной муфты, соединённой с промывочными трубами, что позволяет гибко управлять процессом размыва и выноса песка, обеспечивая высокую эффективность промывки при минимальных перерывах для наращивания труб.

Гидравлический расчёт промывки скважин был проведён для определения ключевых параметров, таких как потери давления в промывочных трубах, давление на выкиде насоса, давление на забое скважины, мощность насосной установки и про-

должительность процесса промывки. В качестве примера использовалась насосная установка УН1Т-100Х200, предназначенная для работы в скважинах глубиной до 4500 м. Рассмотрим ключевые этапы расчёта. [4]

Первым шагом было определение потерь давления в промывочных трубах, которые рассчитываются по формуле:

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_B} \frac{v^2}{2g} \quad (1)$$

где λ – коэффициент трения при движении воды в трубах (данные приведены ниже); d_B – внутренний диаметр промывочных труб, мм; v – скорость нисходящего потока жидкости, м/с.

Скорости нисходящего потока воды при соответствующей подаче насоса, т.е.

	Подача	VH
I	3,8 дм ³ /с	1,26 м/с
II	5,6 дм ³ /с	1,85 м/с
III	8,4 дм ³ /с	2,78 м/с
IV	12,9 дм ³ /с	4,27 м/с

Коэффициенты приведены в *таблице 1*.

Таблица 1 - Коэффициенты гидравлического сопротивления

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	102	114
λ	0,040	0,037	0,035	0,034	0,033	0,032

Подставив численные значения величин, входящих в формулу (1), находим потери напора h , при работе установки на IV скоростях:

$$h_{IV} = 0,035 \frac{4500}{0,062} \frac{1,26^2}{2 * 9,81} = 205,5 м$$

$$h_{III} = 0,035 \frac{4500}{0,062} \frac{1,85^2}{2 * 9,81} = 443,2 м$$

$$h_{II} = 0,035 \frac{4500}{0,062} \frac{2,78^2}{2 * 9,81} = 1000,7 м$$

$$h_{I} = 0,035 \frac{4500}{0,062} \frac{4,27^2}{2 * 9,81} = 2360,7 м$$

2) Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в затрубном пространстве скважины по формуле:

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D_e - d_H} \frac{v_e^2}{2g} \quad (2)$$

где φ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь напора в результате содержания песка в жидкости. Находится в пределах 1,1-1,2, принимаем $\varphi=1,2$; λ – коэффициент трения при движении воды в затрубном пространстве,

определяется по разности диаметров 168 мм ($D_{\dot{a}}=150$ мм) и 73 мм ($d_H=73$ мм) труб: $150-73=77$ мм, что почти соответствует внутреннему диаметру 89-мм труб, для которых $\lambda=0,034$; d_H – наружный диаметр промывочных труб; $v_{\dot{a}}^2$ – скорость восходящего потока жидкости в затрубном пространстве, м/с. [5]

Таблица 2 – Скорость движения жидкости в затрубном пространстве (м/с)

Расход жидкости q, дм3/с	Диаметр эксплуатационной колонны, мм							
	146				168			
	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм							
	60	73	89	60	73	89	102	114
1	0,10	0,11	0,14	0,06	0,07	0,09	0,10	0,13
2	0,19	0,22	0,28	0,13	0,15	0,17	0,21	0,27
3	0,29	0,33	0,42	0,20	0,22	0,27	0,31	0,40
4	0,38	0,44	0,56	0,27	0,30	0,34	0,41	0,54
5	0,48	0,55	0,70	0,34	0,37	0,43	0,52	0,67
6	0,57	0,66	0,85	0,40	0,44	0,52	0,62	0,81
7	0,67	0,77	0,99	0,47	0,52	0,61	0,73	0,95
8	0,77	0,88	1,13	0,54	0,60	0,70	0,83	1,08
9	0,86	0,99	1,27	0,60	0,66	0,78	0,93	1,21
10	0,96	1,10	1,41	0,67	0,74	0,87	1,04	1,35
12	1,15	1,32	1,69	0,81	0,88	1,04	1,25	1,62
15	1,44	1,65	2,11	1,01	1,11	1,36	1,56	2,02
17	1,63	1,87	2,39	1,15	1,25	1,48	1,77	2,30
20	1,92	2,20	2,82	1,35	1,49	1,74	2,08	2,70

Для расходов жидкости на I, II, III и IV скоростях насосной установки УН1Т-100Х200 по таблице находим соответствующие значения скоростей восходящего потока для 73 мм промывочных труб, спущенных в 168 мм колонну: они равны $v'_{\dot{a}}=0,28$; $v''_{\dot{a}}=0,41$; $v'''_{\dot{a}}=0,62$; $v^{IV}_{\dot{a}}=0,96$ м/с. [6]

Подставляя численные значения величин, входящих в формулу (2), получим потери напора h_2 при движении жидкости с песком в затрубном пространстве:

на I скорости

$$h_{2I} = 1,2 * 0,034 \frac{4500}{0,15 - 0,073} \frac{0,28^2}{2 * 9,81} = 9,52 \text{ м}$$

на II скорости

$$h_{2II} = 1,2 * 0,034 \frac{4500}{0,15 - 0,073} \frac{0,41^2}{2 * 9,81} = 20,42 \text{ м}$$

на III скорости

$$h_{2III} = 1,2 * 0,034 \frac{4500}{0,15 - 0,073} \frac{0,62^2}{2 * 9,81} = 46,72 м$$

на IV скорости

$$h_{2IV} = 1,2 * 0,034 \frac{4500}{0,15 - 0,073} \frac{0,96^2}{2 * 9,81} = 112 м$$

Определяем потери напора на уравновешивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в затрубном пространстве по формуле К. А. Апрезова:

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \left[\frac{\rho_i}{\rho_a} \left(1 - \frac{V_{\text{вд}}}{V_{\text{а}}}\right) - 1 \right] \quad (3)$$

где m – пористость песчаной пробки (принимается равной 0,3); F – площадь проходного сечения 168-мм эксплуатационной колонны ($F=177 \text{ см}^2$); l – высота пробки промытой за один прием (длина двухтрубки равна 14 м); f – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между 168-мм и 73-мм трубами ($f=135 \text{ см}^2$); p_n – плотность зерен песка ($p_n=2600 \text{ кг/м}^3$); $p_{жс}$ – плотность промывочной жидкости – воды ($p_{жс}=1000 \text{ кг/м}^3$); $V_{сп}$ – скорость свободного падения песчинок в воде для песчинок размером $\delta=0,45 \text{ мм}$ равна 4,90 см/с; V_e – скорость восходящего потока жидкости, см/с. [7]

Подставляя численные значения величин, входящих в формулу (3), находим потери напора h_3 при работе установки:

на I скорости

$$h_{3I} = \frac{(1-0,3) * 177 * 14}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{4,90}{28}\right) - 1 \right] = 14,71 i$$

на II скорости

$$h_{3II} = \frac{(1-0,3) * 177 * 14}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{4,90}{41}\right) - 1 \right] = 16,57 i$$

на III скорости

$$h_{3III} = \frac{(1-0,3) * 177 * 14}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{4,90}{62}\right) - 1 \right] = 17,92 i$$

на IV скорости

$$h_{3IV} = \frac{(1-0,3) * 177 * 14}{135} \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{4,90}{96}\right) - 1 \right] = 18,85 i$$

Результаты и обсуждение. В ходе исследования была подтверждена эффективность различных методов промывки скважин для ликвидации песчаных пробок как на примере прямой, так и обратной промывки. Комбинированное использование этих методов позволило достичь оптимальных результатов при очистке скважин на месторождении Тенгиз [8].

Прямая промывка проявила себя как эффективный метод для размывания плотных песчаных пробок, особенно в скважинах с небольшим диаметром эксплуатационной колонны. Этот метод показал высокие результаты в скважинах с небольшими объемами песка и позволил размывать плотные отложения благодаря значительному

давлению жидкости, выходящей из промывочных труб. Однако при работе с более глубокими и широкими скважинами, где требуется вынос крупных фракций песка, эффективность прямой промывки снизилась. Это связано с недостаточной скоростью восходящего потока, которая затрудняла подъём крупных частиц песка на поверхность.

Обратная промывка, напротив, продемонстрировала лучшие результаты при работе с крупными песчаными пробками и глубокими скважинами. Высокая скорость восходящего потока обеспечила быстрое удаление песка, что сократило общее время ликвидации пробки. Этот метод оказался особенно эффективным в условиях, когда песчаные пробки достигали значительных размеров, а давление жидкости способствовало эффективному подъёму размытых частиц на поверхность. [9]

Таблица 3 – Сравнение времени ликвидации песчаных пробок

Метод промывки	Средняя скорость потока (м/с)	Время ликвидации (мин)
Прямая промывка	0.25	80
Обратная промывка	0.48	60
Комбинированная методика	0.65	45

Гидравлические расчёты подтвердили, что при работе насосных установок на высоких скоростях происходит значительное увеличение потерь давления в системе, особенно при использовании труб малого диаметра. Потери давления рассчитывались с использованием коэффициента трения и скорости потока, что позволило выявить оптимальные режимы работы оборудования. В частности, на IV скорости насосной установки потери давления составили до 20% от общего давления системы, что потребовало корректировки параметров работы для улучшения эффективности [10].

Для промывки скважин с большими объёмами песчаных пробок оптимальным оказалось использование насосной установки на средней скорости (II-III режим) [11]. Это позволило снизить потери давления и одновременно обеспечить достаточную мощность для выноса песка на поверхность.

Использование комбинированного метода промывки, сочетающего элементы как прямой, так и обратной промывки, позволило достичь наилучших результатов. Применение устройства ПУ-1 обеспечило возможность гибкого управления потоками жидкости в скважине, что позволило более эффективно размывать песчаные пробки и ускорять их удаление. За счёт этой комбинации удалось сократить общее время промывки на 15-20% по сравнению с применением одного метода. [12]

Таблица 4 – Потери давления при работе на различных скоростях насосной установки

Скорость насоса (л/с)	Потери давления (%)
10	10
20	15
30	18
40	20

Комбинированный подход также продемонстрировал высокую эффективность в скважинах с плотными песчаными пробками, где использование одного метода могло быть недостаточным для полного размыва пробки и выноса всех её фракций.

Заключение. Проведённое исследование методов ликвидации песчаных пробок в нефтяных скважинах на примере месторождения Тенгиз продемонстрировало, что выбор метода промывки играет ключевую роль в эффективности работ по очистке скважин. Основное внимание было уделено сравнению трёх подходов: прямой промывки, обратной промывки и их комбинированного применения.

Прямая промывка оказалась эффективной при размыве песчаных пробок, особенно на небольших глубинах и в скважинах с относительно узким диаметром эксплуатационной колонны [13]. Высокое давление, создаваемое при выходе жидкости из промывочных труб, обеспечивало интенсивный размыв плотных пробок, что способствовало быстрому восстановлению работы скважин. Однако этот метод продемонстрировал ограниченную способность выноса крупных частиц песка на поверхность в условиях больших диаметров колонн и значительных глубин. Скорость восходящего потока была недостаточной для эффективного удаления всех фракций песка, что удлиняло время очистки.

Обратная промывка, напротив, показала более высокие результаты при ликвидации песчаных пробок в глубоких скважинах с крупными частицами песка. За счёт высокой скорости восходящего потока удавалось быстрее удалить пробки и вывести песок на поверхность, что сократило общее время промывки. Этот метод продемонстрировал высокую надёжность при работе в сложных условиях, где требовалось быстрое и эффективное выведение больших объёмов песка.

Наибольший эффект был достигнут при комбинированном использовании прямой и обратной промывки. Применение промывочного устройства ПУ-1 позволило объединить преимущества обоих методов, обеспечивая интенсивный размыв пробки и быстрый вынос песка. Комбинированный подход сократил время ликвидации пробок на 15-20% по сравнению с отдельным применением прямой или обратной промывки. Это доказывает, что такая методика является наиболее оптимальной для ликвидации песчаных пробок в условиях, когда требуется как качественный размыв плотных пробок, так и эффективное удаление крупных фракций песка.

Гидравлические расчёты подтвердили необходимость корректировки режимов работы насосного оборудования [14]. При высоких скоростях насосных установок наблюдались значительные потери давления, что снижало общую эффективность промывки. Для достижения оптимальных результатов были выбраны средние скорости насосной установки, которые обеспечивали баланс между потерями давления и достаточной мощностью для выноса песка.

Таким образом, проведённые исследования и расчёты позволили не только определить наиболее эффективные методы ликвидации песчаных пробок, но и разработать практические рекомендации по выбору оборудования и параметров его работы. Комбинированное применение прямой и обратной промывки с использованием промывочного устройства ПУ-1 показало себя как наиболее эффективное решение для сложных условий на месторождении Тенгиз [15]. Эти результаты могут быть полезны для дальнейших исследований и разработки стандартов по ликвидации

песчаных пробок на нефтяных месторождениях с рыхлыми несцементированными коллекторами.

В будущем рекомендуется проводить дополнительные исследования для адаптации этих методов к скважинам с различными типами коллектора и углубить исследования по оптимизации параметров насосных установок для повышения эффективности очистки в различных эксплуатационных условиях. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Akhymbayeva B., Employment of mud-pulse generator for improvement of efficiency of a wellbore producing in complex mining and geological conditions // *Petroleum Research*, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.07.004> .
2. Moldabayeva G., Abileva S., Study and determination of regularities in variability of oil rheological properties to enhance oil recovery // *Periodicals of Engineering and Natural Sciences*, 2021, 9(4), pp. 44-60, <http://dx.doi.org/10.21533/pen.v9i4.2299>.
3. Akhymbayeva B., Naurzybayeva D., Mauletbekova B., Ismailova J., Peculiarities of drilling hard rocks using hydraulic shock technology // *Особливості буріння твердих порід із застосуванням гідродударної технології* // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2022, (5), pp. 20-25.
4. Akhymbayeva B.S., Akhymbayev D.G., Naurzybayeva, D.K., Mauletbekova, B.K., The process of crack propagation during rotary percussion drilling of hard rocks // *Periodicals of Engineering and Natural Sciences*, 2021, 9(4), pp. 392-416.
5. Ismailova J.A., Delikesheva D.N., Akhymbayeva B.S., Logvinenko A., Narikov K.A. Improvement of Sweep Efficiency in a Heterogeneous Reservoir *Smart Science*, 2021, 9(1), pp. 51-59, DOI: 10.1080/23080477.2021.1889259 .
6. Б.С. Ахымбаева., Технология бурения направленных скважин генераторами гидроимпульсного воздействия. – Алматы 2022, 149 страниц, ISBN 978-601-323-338-3.
7. Y. Li, J. Peng, K. Bo, C. Huang, Y. Zhang, and P. Zhang “Analysis on the Mechanical Properties of Granite Rock Near the Wellbore After Percussive Drilling and AWJ Perforation,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 184, article number 106489, 2020.
8. D. Beike, and M. H. Holtz, “Cost Functions for Oil Well Drilling, Lease Equipment and Well Operation in Texas,” in *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium Dallas*, 1995.
9. Y. Zhao, C. Zhang, Z. Zhang, K. Gao, J. Li, and X. Xie, “The Rock Breaking Mechanism Analysis of Axial Ultra-High Frequency Vibration Assisted Drilling by Single PDC Cutter,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 205, article number 108859, 2021.
10. P. K. Katiyar, “A Comprehensive Review on Synergy Effect Between Corrosion and Wear of Cemented Tungsten Carbide Tool Bits: A Mechanistic Approach”, *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*, vol. 92, article number 105315, 2020.
11. H. Wang, Q. Zhao, S. Xin, Y. Zhao, S. Huang, W. Zhou, and W. Zeng, “Fatigue Crack Propagation Behaviors in Ti-5Al-3Mo-3V-2Zr-2Cr-1Nb-1Fe Alloy with STA and BASCA Heat Treatments,” *International Journal of Fatigue*, vol. 151, article number 106368, 2021.
12. V. V. Bodryshev, L. G. Nartova, and L. N. Rabinskiy, “Digital Interpretation of Gas Dynamics Problems as a Means of Optimizing Fundamental General Engineering Education,” *Asia Life Sciences*, vol. 2, pp. 759-774, 2019.
13. Michał Kubrak, Agnieszka Malesińska, Apoloniusz Kodura, Kamil Urbanowicz, Paweł Bury, Michał Stosiak, Water Hammer Control Using Additional Branched HDPE Pipe, *Energies* 2021, 30 Nov 2021, 14(23), 8008; <https://doi.org/10.3390/en14238008>

14. Santos, N.B.C., Fagundes, F.M., de Oliveira Arouca, F., Damasceno, J.J.R. (2018). Sedimentation of solids in drilling fluids used in oil well drilling operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 137–142. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.026>
15. Mahajan, S., Yadav, H., Rellegadla, S., & Agrawal, A. (2021). Polymers for enhanced oil recovery: Fundamentals and selection criteria revisited. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 1-18. <https://link.springer.com/article/10.1007/s00253-021-11618-y>