

УДК 622.245.42

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-3-4-15

Научная статья

EDN: ANOUSA

ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРАЦИОННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

Ю.А. АРСЕНТЬЕВ¹, А.Г. ИВАНОВ²,
Д.Д. ОРЕХОВ¹

¹РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. СЕРГО
ОРДЖОНИКИДЗЕ – МГРИ (Москва, Россия)

²АО «ВЕДУЩИЙ ПРОЕКТНО-
ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ И НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ» (Москва,
Россия)

В статье рассмотрены вопросы применения вибрационных технических средств при сооружении, эксплуатации технологических скважин скважинного подземного выщелачивания урана. Области применения следующие: освоение фильтра и прифилтровой зоны продуктивного горизонта; поддержание производительности скважин; гидроизоляция заколонного пространства скважин одноколонной конструкции; предотвращение разрушения эксплуатационных колонн полимерных обсадных труб в интервале криолитозоны. Приведены рекомендации по технологии выполнения вибрационных обработок на различных стадиях сооружения и эксплуатации технологических скважин.

Ключевые слова: технологическая скважина, подземное выщелачивание, освоение, виб-рационная обработка

Original article

**APPLICATION OF VIBRATION METHODS
OF CONSTRUCTION AND OPERATION
OF TECHNOLOGICAL WELLS OF
BOREHOLE UNDERGROUND LEACHING**

Yu.A. ARSENTIEV¹,
A.G. IVANOV², D.D. OREKHOV¹

¹SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
GEOLOGICAL EXPLORATION UNIVERSITY, MGRI
(Moscow, Russia)

²JSC "LEADING DESIGN AND SURVEY AND
SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF
INDUSTRIAL TECHNOLOGY" (Moscow, Russia)

The article discusses the application of vibration methods in the construction and operation of technological wells for borehole underground uranium leaching. The fields of application are as follows: development and maintenance of borehole productivity; waterproofing of the column space of wells of a single-column structure made of polymer pipes; prevention of destruction of polymer production columns in the cryolithozone interval. Recommendations on the technology of performing vibration treatments at various stages of well construction and operation are given.

Key words: technological well of underground leaching, development

ВВЕДЕНИЕ

Процесс сооружения и эксплуатации технологических скважин скважинного подземного выщелачивания (СПВ) урана предполагает прохождение следующих этапов: бурение ствола скважины; оборудование его эксплуатационной колонной полимерных обсадных труб, оснащенной фильтром; гидроизоляцию заколонного пространства; освоение фильтра и прифилтровой зоны, а также выполнение сопутствующих

(геофизические исследования и пр.) и специальных работ для повышения надежности эксплуатационных колонн в интервале криолитозоны. В настоящей работе обоснованы принципиально новые базирующиеся на применении вибрационных механических систем методы повышения качества технологических скважин.

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО СПОСОБА
ОСВОЕНИЯ ФИЛЬТРА И ПРИФИЛТРОВОЙ ЗОНЫ
И ПОДДЕРЖАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН**

Продуктивные водоносные горизонты месторождений урана, обрабатываемые методом СПВ, пред-

ставлены песками различного гранулометрического состава. Для их вскрытия при массовом сооружении скважин, как правило, используется наиболее дешевый глинистый раствор, содержащий твердую фазу в виде частиц разбуриваемого песка. Содержание механических частиц в глинистом растворе колеблется в широких пределах и зависит от механической скорости бурения по продуктивному горизонту. Вопросы кольматации песков глинистым раствором приведены в различных источниках [4, 5, 12, 13 и др.]. Эти исследования показали, что глубина проникновения глинистого раствора в пески различного гранулометрического состава колеблется в зависимости от содержания в нем механических взвесей и составляет 1–3 мм. Время достижения полной кольматации составляет 1–8 минут. Снижение проницаемости образцов после декольматации составляет 10–50% в зависимости от содержания взвесей в глинистом растворе: чем оно меньше, тем больше снижение проницаемости.

Анализ полученных результатов и методов импульсного воздействия на зону кольматации позволил выделить метод вибрационной поинтервальной обработки прифилтровых зон как самый эффективный для восстановления проницаемости (в сочетании с методом поинтервального освоения прифилтровых зон), многократно превышающий по своим результатам методы эрлифтной прокачки скважин с использованием эксплуатационной колонны в качестве водоподъемной и пневмоимпульсной обработки. Разработанная по инициативе авторов конструкция скважинного гидровибратора УРК (устройство разрушения кольматанта) рекомендована для внедрения в практику сооружения и восстановления производительности технологических скважин.

Ниже приведен пример расчета волнового воздействия на прифилтровую зону и продуктивный горизонт при применении УРК.

Рассмотрим технологическую скважину диаметром 254 мм, которая оснащена эксплуатационной колонной обсадных труб НПВХ.

В колонну на бурильных трубах спускают дисковый гидровибратор. Диски диаметром 70 мм представляют собой источник импульсов давления рабочего агента, воздействующего с частотой колебаний $f = 43,5$ Гц на слой толщиной $h = 10$ мм глинистого кольматанта, расположенного на поверхности водоносного песчаного горизонта или стенке ствола скважины.

Для определения максимального радиуса $r_{\max}$ или расстояния от оси скважины до точки эффективного воздействия энергии ударной волны, достаточной для механического разрушения структуры кольматанта и расширения пор продуктивного горизонта, воспользуемся уравнением интенсивности затухания импульса давления рабочего агента в пористой среде, имеющего вид:

$$P(r) = P_0 \times (R/r)^{1/2} \times e^{-\alpha(r-R)} = P_{\min}, \quad (1)$$

где: α – коэффициент затухания энергии ударной волны, m^{-1} (в песке, например, $\alpha = 1, 2 m^{-1}$)

$$P_0 \times (R/r)^{1/2} \times e^{-1,2(r-R)} = P_{\min}. \quad (2)$$

Для удобства расчета возведем левую и правую части выражения (2) в квадрат, получим:

$$P_0^2 \times (R/r) \times e^{-2,4(r-R)} = P_{\min}^2. \quad (3)$$

Далее перенесем все постоянные в правую часть, переменные, связанные с r , оставим в левой. Но при этом раскроем экспоненту: $e^{-2,4(r-R)} = e^{-2,4r} \times e^{2,4R}$, тогда имеем:

$$1/r \times e^{-2,4r} = P_{\min}^2 / P_0^2 \times R \times e^{2,4R}. \quad (4)$$

Затем для удобства расчета инвертируем дробь, тогда выражение (4) принимает вид:

$$r \times e^{2,4r} = P_0^2 \times R \times e^{2,4R} / P_{\min}^2. \quad (5)$$

Далее следует воспользоваться функцией Ламберта. Для этого нужно записать выражение (5) в виде: $X \times e^X = Y$, которое имеет решение вида: $X = W(Y)$.

Затем умножим обе части выражения (5) на множитель (2,4). В результате получим:

$$2,4 \times r \times e^{2,4r} = 2,4 \times P_0^2 \times R \times e^{2,4R} / P_{\min}^2. \quad (6)$$

Применяя функцию Ламберта, уравнение (6) имеет решение вида:

$$2,4 \times r = W \times (2,4 \times P_0^2 \times R^{2,4R} / P_{\min}^2). \quad (7)$$

Далее разделим на множитель (2,4), что эквивалентно умножению на $10/24 = 5/12$, получим:

$$r = 5/12 \times W \times (12 \times P_0^2 \times R^{2,4R} / 5 \times P_{\min}^2), \quad (8)$$

где: r – текущее значение радиуса воздействия ударной волны рабочего агента, м; $r_{\max}$ – максимальный радиус воздействия ударной волны рабочего агента, м; R – радиус скважины, м ($R = 0,127$ м); $P_{\min}$ – давление прекращения эффективной декольматации поверхности продуктивного горизонта, МПа ($P_{\min} = 0,1$ МПа); P_0 – давление рабочего агента на стенку ствола скважины, МПа; W – главная ветвь W_0 функции Ламберта.

Давление на стенку ствола скважины можно оценить по формуле вида:

$$P_0 = (2 \times \rho \times c \times N \times \eta / S_d)^{1/2}, \quad (9)$$

где: N – полная мощность, Вт ($N = 15$ кВт); S_d – площадь диска – источника колебаний, m^2 (при $d = 70$ мм, $S_d = 0,0115 m^2$); $\rho \times c$ – акустический импеданс воды, $кг/м^2 \times c$ ($\rho \times c = 1,5 \times 10^6 кг/м^2 \times c$); η – коэффициент по-

лезного действия гидровибратора (без учета потерь мощности).

$$P_0 = (2 \times 1,5 \times 10^6 \times 15000 \times 1 / 0,0115)^{1/2} = 1,900 \text{ МПа} (10)$$

Для определения $r = r_{\max}$ обратимся к выражению (8), которое решаем в следующем порядке:

1. Вычисление аргумента (Y) функции Ламберта (W).

Подставим численные значения входящих в выражение (8) параметров, получим:

$$12 \times 1,9^2 \times 0,127 \times e^{2,4 \times 0,127} / 5 \times 0,1^2.$$

Найдем численное значение множителя:

$$e^{2,4 \times 0,127} = e^{0,3048} = 1,3564.$$

Вычислим значение аргумента:

$$(Y) = 12 \times 3,61 \times 0,127 \times 1,3564 / 0,05 = 149,24.$$

2. Нахождение значения функции Ламберта.

Для аргумента $Y = 149,24$, значение главной ветви функции Ламберта будет равно:

$$W = W_0(149,24) = 3,6978.$$

Определение максимального радиуса $r = r_{\max}$

$$r = r_{\max} = 5 / 12 \times 3,6978 = 0,4167 \times 3,6978 = 1,541 \text{ м}$$

$$r_{\max} = 1,541 \text{ м}$$

Для выполнения проверки правильности решения поставленной задачи подставим полученный результат в исходное уравнение (2), получим:

$$1,9 \times (0,127 / 1,541)^{1/2} \times e^{-1,2(1,541 - 0,127)} =$$

$$= 1,9 \times 0,287 \times e^{-1,6968} = 0,545 \times 0,183 = 0,1 \text{ МПа}.$$

Вывод: расчет по определению максимального радиуса $r_{\max}$ выполнен верно.

Далее определим для конкретных условий значения давления $P(r)$ в зависимости от расстояния r согласно уравнению (2), а результаты расчета приведем в табл. 1.

Для оценки влияния радиуса скважины на харак-

тер изменения давления $P(r)$ рассмотрим скважину диаметром 197 мм и определим, используя вышеуказанный методологический подход, при неизменных $P_0 = 1,9$ МПа и $P_{\min} = 0,1$ МПа, максимальный радиус распространения эффективного действия ударной волны, а полученные результаты приведем в табл. 2.

По результатам расчета, приведенным в табл. 1 и 2, построим графики, показанные на рис. 1.

Далее определим величину давления $P(r)$ и градиента давления (dP/dr) , который показывает скорость падения давления рабочего агента на каждом метре в зависимости от расстояния между стенкой скважины и конкретной точкой песчаного горизонта. Расчет выполним для двух вариантов: 1) $R = 127$ мм и 2) $R = 98,5$ мм при удалении от стенки скважины на 10, 20, 50 и 100 мм. При этом следует иметь в виду, что для вышеуказанного уравнения (8), формула градиента давления имеет вид:

$$dP/dr = -P(r) \times (1/2r + 1,2). \quad (11)$$

При этом результаты расчета будут сведены в табл. 3, с учетом которых будут построены графики, показанные на рис. 2 и 3.

На основании полученных результатов можно сделать следующие основные выводы:

- первые 12 см (от 0,127 до 0,250 м) давление падает почти в 1,6 раза;
- давление падает с увеличением расстояния, в большей степени, из-за экспоненциального затухания $e^{-1,2(r-R)}$;
- на расстоянии $r = 1,541$ м давление становится в 19 раз меньше начального значения $P_0 = 1,9$ МПа;
- при уменьшении радиуса скважины R со 127 до 98,5 мм (на 22%) расстояние, на котором сохраняется давление, превышающее 0,1 МПа, сократилось на 5% с 1,541 до 1,466 м;
- на первых 100 мм от стенки скважины давление снижается примерно на 38–43% от начального значения $P_0 = 1,9$ МПа;

ТАБЛИЦА 1.

Зависимость давления рабочего агента $P(r)$ от радиуса (вариант 1: $R = 127$ мм)

Расстояние от оси скважины r , м	Давление P , МПа	Примечание
0,127	1,900	Начальная точка ($r = R$)
0,250	1,154	Резкое падение
0,500	0,612	–
0,750	0,358	–
1,000	0,221	–
1,250	0,141	–
1,541	0,100	$r = r_{\max}$

ТАБЛИЦА 2.

Зависимость давления рабочего агента $P(r)$ от радиуса (вариант 2: $R = 98,5$ мм)

Р Расстояние от оси скважины r , м	Давление P , МПа	Примечание
0,0985	1,900	Начальная точка ($r = R$)
0,200	1,178	Падение в 1,6 раза
0,500	0,517	
0,800	0,273	–
1,100	0,158	
1,1466	0,1	Равное $P_{\min}$
1,400	0,098	Близкое к $P_{\min}$

- в скважине меньшего диаметра (радиуса) давление падает быстрее;
- максимальная скорость падения давления почти 12 МПа/м происходит прямо на стенке ствола скважины в варианте 2: $R = 98,5$ мм;
- чем выше модуль градиента давления, тем интенсивнее происходит затухание величины его воздействия;
- основной вклад в затухание на указанных малых дистанциях вносит экспоненциальный показатель $e^{-1,2(r-R)}$;
- на дистанции 100 мм показатель $e^{-1,2(r-R)}$ дает снижение в 0,887 раз.

На рис. 4 представлены графики снижения производительности технологических скважин после пневмоимпульсной обработки (скв. 12-2-15, 12-2-4а) и механической вибрационной обработки (скв. 12-2-13). Результаты были получены при проведении ремонтно-

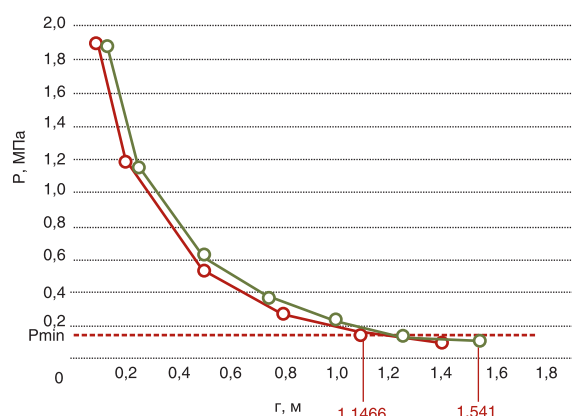


РИС. 1.

Графики зависимости $P(r) = P_0 \times (R/r)^{1/2} \times e^{-1,2(r-R)}$ для двух вариантов: 1) $R = 127$ мм – синяя линия; и 2) $R = 98,5$ мм – красная линия

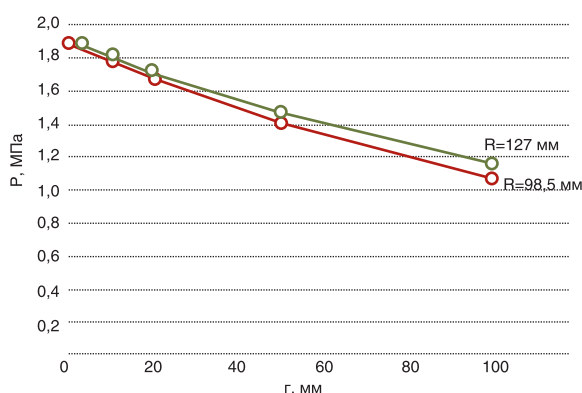


РИС. 2.

Графики зависимости давления рабочего агента $P(h)$ от толщины слоя глинистого коьматанта для двух вариантов: 1) $R = 127$ мм и 2) $R = 98,5$ мм

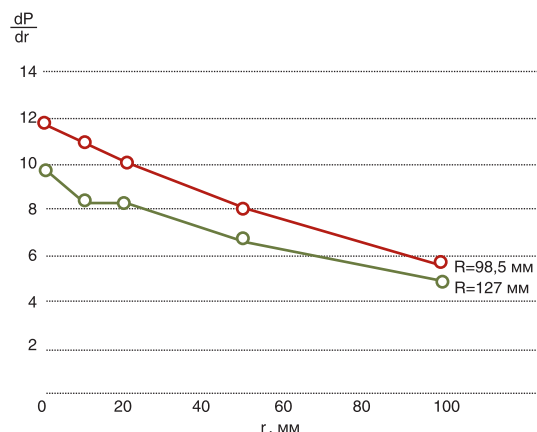


РИС. 3.

Графики зависимости градиента давления рабочего агента $dP/dr(h)$ от толщины слоя глинистого коьматанта для двух вариантов: 1) $R = 127$ мм и 2) $R = 98,5$ мм

ТАБЛИЦА 3.

Величина давления P , МПа и градиенты давления dP/dr , МПа/м

Удаление от стенки с скважины ($r-R$), мм	Параметр P (МПа) и dP/dr (МПа/м)	Вариант 1: $R=127$ мм	Вариант 2: $R=98,5$ мм	Разница (P_1-P_2), МПа
0 мм	P , МПа	1,900	1,900	0
	dP/dr	-9,76	-11,72	2,16
10 мм	P	1,808	1,789	0,019
	dP/dr	-8,37	-10,90	1,93
20 мм	P	1,720	1,684	0,036
	dP/dr	-8,25	-10,03	1,780
50 мм	P	1,480	1,414	0,066
	dP/dr	-6,63	-7,96	1,33
100 мм	P	1,173	1,079	0,094
	dP/dr	-4,93	-5,72	0,79

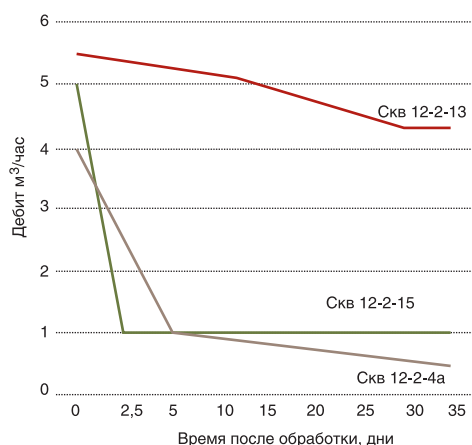


РИС. 4.

Графики снижения производительности откачных скважин после пневмоимпульсной и механической вибрационной обработки фильтров и прифильтровых зон

восстановительных работ на одном из месторождений Республики Казахстан.

Как следует из приведенного графика, скорость снижения дебита скважины после пневмоимпульсной обработки составляет от 0,6 до 1,6 м³/час×сут за период от 2,5 до 5 первых суток после обработок, для механической вибрационной обработки этот показатель составил 0,04 м³/час×сут за 30 суток наблюдений. По результатам первых обработок изготовленный в единственном экземпляре опытный образец использовался для ремонта сотен скважин, доказав свою эффективность по сравнению с другими методами поддержания дебита. При этом значительно сокращалась продолжительность освоения скважин после обработки за счет высоких входных скоростей пластовой жидкости в фильтр и быстрого удаления продуктов коагуляции.

ВИБРАЦИОННЫЙ СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ ХИМИЧЕСКОЙ КОАГУЛЯЦИИ ИЗ ПРИФИЛЬТРОВЫХ ЗОН

Вибрационная механическая система, применяемая для декоагуляции пород прифильтровой зоны и первых метров от фильтра пород продуктивного горизонта, может быть также рекомендована для эффективного удаления пленок химических осадков из порового пространства пород продуктивного горизонта. Ею замещают химическую обработку ПФЗ при проведении ремонтно-восстановительных работ для поддержания производительности скважин на проектном уровне. Методологический подход поясняется графиком, приведенным на рис. 5.

Q_p , Q_{min} – проектная и минимально допустимая производительности скважин; T_0 – период ожидания скважины ввода в режим подачи рабочих растворов

Ю.А. АРСЕНТЬЕВ, А.Г. ИВАНОВ, А.Д. ОРЕХОВ
ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРАЦИОННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

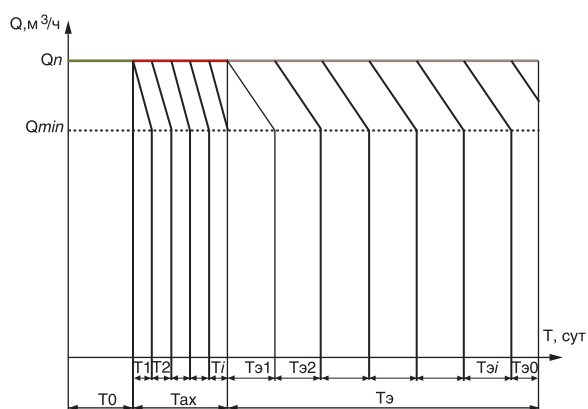


РИС. 5.

Принципиальный график вибрационных обработок фильтров и прифильтровых зон для удаления продуктов химической коагуляции

после освоения, $T_{ак}$ – период протекания активных процессов химической коагуляции в продуктивном горизонте, $T_э$ – основной период эксплуатации скважины с минимальной химической коагуляцией в продуктивном горизонте.

Физическая суть процесса разрушения (истирания) химических отложений (пленок) в поровом пространстве продуктивного горизонта изложена в работах авторов [9–11]. Следует иметь в виду, что величины Q_p , Q_{min} , T_0 , $T_{ак}$, $T_э$ определяются для каждого отдельно взятого месторождения или залежи на основании опытных работ. На этой же стадии рассчитываются эффективные режимы работы вибрационной механической системы: расход воды для выполнения работ, эффективная и достаточная энергия единичного удара, величины межремонтных циклов и т. д. При этом следует иметь в виду, что величина каждого последующего межремонтного цикла по мере удаления продуктов химической коагуляции будет больше предыдущего:

$$T_1 < T_2 < \dots < T_i; T_{э1} < T_{э2} < \dots < T_{эi} \quad (12)$$

На основании выполненных рассуждений можно сделать следующие основные выводы:

- вибрационный метод позволяет эффективно удалять продукты разрушения химического коагулянта из прифильтровой зоны технологических скважин СПВ урана;
- правильно подготовленная методика для данного вида ремонтно-восстановительных работ по поддержанию производительности скважин в процессе их эксплуатации позволяет заменить длительные, опасные с точки зрения производственной безопасности химические обработки скважин.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН СПВ

Гидроизоляция заколонного пространства технологических скважин СПВ урана – один из самых ответственных элементов как технологического процесса сооружения скважин, так и ее конструкции. В качестве материала гидроизоляции в настоящее время применяют различные цементные, глиноцементные, полимерные и другие виды растворов. Анализ обоснованности их применения – тема отдельной работы. В связи с темой настоящей работы важнейшим является вопрос степени замещения промывочной жидкости в заколонном пространстве материалом гидроизоляции. Этим вопросам посвящены многие исследования [4, 6, 7 и др.].

Наиболее широко применяемыми для гидроизоляции заколонного пространства являются цементные растворы. Основным показателем качества разобщения пластов является полнота замещения промывочной жидкости в заколонном пространстве цементным раствором, причем полнота замещения выражается через коэффициент замещения (коэффициент вытеснения) K_v , представляющий собой отношение оставшегося в скважине тампонажного раствора к объему зоны гидроизоляции.

Вопросом цементирования скважин и определения факторов, влияющих на величину коэффициента замещения, занимались многие исследователи, как в СССР, так и за рубежом: М.О. Ашрафьян, А.И. Булатов, М.П. Гулизде, Д.Я. Крылов, А.Х. Мирзаджанзаде, В.В. Сутягин, Р.В. Уханов, Г.С. Говард, Д.Б. Кларк, и др.

В результате выполненных работ было установлено, что основными факторами, определяющими величину K_v , являются:

- положение обсадной колонны в скважине;
- скорость восходящего потока цементного раствора;
- реологические свойства вытесняющей и вытесняемой жидкости;
- наличие напорных водоносных горизонтов в интервале гидроизоляции;
- толщина и физико-химические свойства глинистой корки в интервале проницаемых пород и т. д.;
- удаление глинистой корки со стенок скважины в интервалах проницаемых пород;
- вращение и расходка обсадных колонн в процессе цементирования;
- применение эксцентриков, установленных на колонне в интервалах кавернозных участков ствола с вращением колонны в процессе цементирования;
- цементирование обсадных колонн с применением подпружиненных центраторов, диаметр которых больше 80% диаметра ствола скважины;

- применение буферных жидкостей для разделения промывочной жидкости и цементного раствора;
- использование разделительных пробок при внутриколонной подаче цементного раствора в скважину.

Несмотря на изученность вопроса применения цементных растворов для крепления стенок скважин, в технической литературе указывается на сложность достижения надежной гидроизоляции заколонного пространства с использованием этих растворов. В частности, С.А. Рябokonь и В.В. Гольдштейн в работе [14] отмечают следующее: «Анализ состояния крепления скважин показывает, что около 10% из них сразу после сдачи в эксплуатацию требуют проведения повторных изоляционных работ; в остальных скважинах указанные работы необходимы или целесообразны уже в первые 2–3 года эксплуатации». И.Я. Серенко, Н.Я. Сидоров и А.Т. Кошелев отмечают: «Первоначальное цементирование обсадных колонн может оказаться некачественным даже при условии использования самой современной технологии, новейших технических средств, соответствующих тампонажных материалов и химических реагентов для регулирования свойств раствора и камня. Это связано с тем, что качество цементировочных работ зависит от множества факторов, воздействие которых на процесс цементирования моделировать не только сложно, но и подчас невозможно».

Анализируя возможность применения цементного раствора для гидроизоляции заколонного пространства технологических скважин, оборудованных эксплуатационными колоннами из полиэтилена, можно отметить дополнительные сложности:

- значительное различие коэффициентов температурного расширения цементного камня и полиэтилена. В работе [10] отмечается, что при перепаде температур рабочих растворов 15–22° С в теле трубы ПНД-110 СТ возникает осевая сила 22–46 кН, что может привести к нарушению целостности колонны, особенно в резьбовых соединениях.
- отсутствие сцепления полимеров с цементным камнем (напряжение на сдвиг составляет 0,01–0,08 МПа, сцепление цементного камня со стальными трубами – 0,21–0,89 МПа).
- практическая невозможность осуществления большинства вышеперечисленных технологических операций и приемов в обеспечивающих достижение высокого коэффициента замещения $K_v=1,0$.
- небольшая величина интервала цементирования заколонного пространства (в основном до 200–250 м, реже до 100 м).

По заключению специалистов ВНИИКРнефть максимально лучшие показатели качества гидроизоляции заколонного пространства технологических скважин могут быть достигнуты при применении обратного цементирования. Однако на сегодняшний

день такая технология применительно к скважинам подземного выщелачивания не отработана. Кроме того, технология обратного цементирования обладает существенным недостатком: практической невозможностью фиксации времени входа цементного раствора внутрь эксплуатационной колонны.

В связи с изложенным представляется, что совершенствование технологии цементирования заколонного пространства, позволяя ограниченно решить вопрос качества сооружения скважин СПВ, не решит проблему в целом.

При анализе возможности использования цементного раствора для гидроизоляции заколонного пространства следует учитывать также дефицит и стойкость цементного камня к воздействию кислых растворов. В частности, вследствие перебоев с поставками для приготовления цементного раствора используются любые марки цемента.

Для определения химической стойкости цементного камня к воздействию растворов H_2SO_4 был выполнен следующий опыт.

В магистраль выщелачивающих растворов, в которую растворы и зумпфа подаются насосом, были врезаны три трубы диаметром 25 мм с включением в магистраль запорных кранов. Длина труб составляла 3 м. На конце труб непосредственно над зумпфом были размещены три образца цементного камня, приготовленные заливкой и твердением в стакане из нержавеющей стали диаметром 57 мм с толщиной стенки 3,5 мм. Длина (высота) образца составляла 50 мм. Соединение труб со стаканом осуществлялось через переходные фланцы.

Плотность материала образцов составляла $1,74 \text{ г/см}^3$, ОЗЦ происходило в водной среде в течение 7 суток. Выдержка приготовленных образцов составила 60 суток. Общая продолжительность эксперимента – 250 суток. Подача выщелачивающих растворов производилась в режиме свободного налива, среднее содержание H_2SO_4 в растворе – 10 г/л , контактная площадь цементного камня составляла 50% площади торца образца.

После окончания работ был замерен объем растворенного рабочими растворами цементного камня. Замер проводился объемным методом. Скорость разрушения цементного камня по площади контакта составила $0,012\text{--}0,02 \text{ мм/сут}$, что говорит о недостаточной стойкости цементного камня на основе сульфатостойкого цемента к воздействию рабочих растворов кислот.

Отдельно стоит вопрос о величине коэффициента замещения промывочной жидкости (глинистого раствора) в заколонном пространстве цементным раствором при применяемых в настоящее время технологиях цементирования (подача цементного раствора по заливочным трубам, спущенным в заколонное пространство, или при внутриколонной подаче раствора через

Ю.А. АРСЕНТЬЕВ, А.Г. ИВАНОВ, А.Д. ОРЕХОВ
ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРАЦИОННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН СКВАЖИННОГО
ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

заливочные муфты, установленные на эксплуатационной колонне). Такие технологии не могут обеспечить полное вытеснение глинистого раствора цементным в интервале цементирования. Авторами были проанализированы результаты определения плотности материала гидроизоляции в заколонном пространстве, полученные методом гамма-гамма каротажа. График плотности по одному из месторождений Республики Казахстан приведен на рис. 6.

Интервал цементирования составлял 20–240 м, плотность цементного раствора, подаваемого в скважину, – $1,74 \text{ г/см}^3$, плотность глинистого раствора в скважине – $1,17 \text{ г/см}^3$, статический уровень пластовой жидкости в эксплуатационной колонне – 20 м. Скважины бурились долотом диаметром 190,5 мм, наружный диаметр труб эксплуатационной колонны – 110 мм (трубы ПНД 110×18).

Результаты опытных работ по определению плотности глиноцементного камня в зависимости от соотношения объемов глинистого и цементного растворов приведены в табл. 4.

Сопоставляя данные графика рис. 6 и табл. 4 можно сделать вывод о том, что материал гидроизоляции в заколонном пространстве технологических скважин представлен глиноцементным камнем с содержанием цемента от 50 до 60%. Кислотостойкость глиноцементного камня приведена в табл. 5.

В числителе приведены данные для концентрации серной кислоты 5 г/л , в знаменателе – для концентрации 20 г/л . Очевидно, что ни по технологическим параметрам, ни по химической стойкости глиноцементный раствор не обеспечивает надежную гидроизоляцию заколонного пространства технологических скважин СПВ урана. Авторами рассмотрен вариант улучшения материала гидроизоляции в заколонном пространстве путем виброобработки интервала гидроизоляции гидровибратором УРК, спущенным

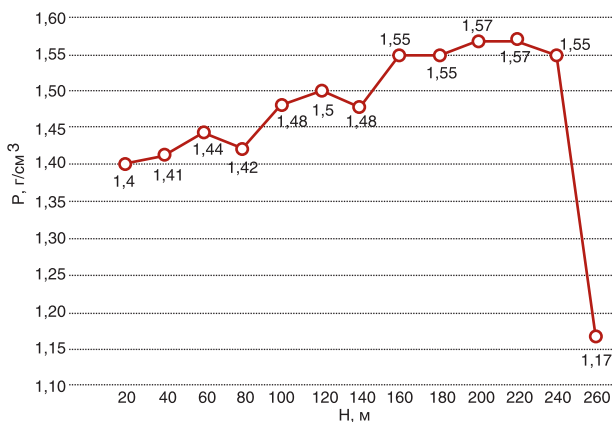


Рис. 6.

График плотности материала в заколонном пространстве при замещении глинистого раствора цементным

ТАБЛИЦА 4.

Плотность глиноцементного раствора

Объем глинистого р-ра, дм ³	1,0						
Объем цементного р-ра, дм ³	0,25	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0
Плотность глиноцементного р-ра, дм ³	1,36	1,42	1,5	1,56	1,6	1,65	1,68

ТАБЛИЦА 5.

Кислотостойкость тампонажных материалов

Вид материала	Количество выщелаченных окислов, мг			Снижение стойкости, р раз
	CaO	R ₂ O	Σ	
Тампонажный цемент для «холодных» скважин	$\frac{1188}{1224}$	$\frac{304}{389}$	$\frac{1492}{1613}$	$\frac{1,0}{1,0}$
Глиноцемент (70% цемент 30% глина)	$\frac{1809}{1533}$	$\frac{596}{890}$	$\frac{2405}{2423}$	$\frac{1,6}{1,5}$
Глиноцемент (50% цемент 50% глина)	$\frac{1876}{1526}$	$\frac{829}{869}$	$\frac{2705}{2395}$	$\frac{1,8}{1,5}$

внутри эксплуатационной колонны и перемещаемый в этом интервале непосредственно после подачи в скважину цементного раствора.

При работе гидровибратора с указанными параметрами в заколонном пространстве будут происходить следующие процессы.

1. *Виброразжижение*: глиноцементный раствор под воздействием вибрации с частотой 43,3 Гц временно теряет статическое напряжение сдвига. Он становится более текучим, что способствует заполнению каверн и пустот, которые могли остаться при первичном цементировании.

2. *Разрушение структуры*: гидроудары энергией 346,6 Дж создают переменное давление. Это помогает «отлепить» раствор от стенок скважины и внешней поверхности трубы НПВХ, улучшая их сцепление с глиноцементным камнем за счет удаления фильтрационной корки и замещения ее свежим раствором.

3. *Уплотнение*: вибрация способствует вытеснению зацементированного газа и излишков воды из раствора. В результате плотность цементного камня после затвердевания будет выше, а количество пор – меньше.

4. *Риск для трубы*: учитывая толщину стенки трубы, равную 10 мм, энергия удара значительна. При длительном нахождении вибратора в одной точке возможна усталостная деформация НПВХ или нарушение герметичности резьбовых соединений.

В результате вибрационной обработки интервала гидроизоляции раствор в заколонном пространстве становится более однородным, плотнее прилегает к породе и трубе, что значительно повышает качество такого вида работ по сооружению технологических скважин.

Теоретические основы применения способа приведены ниже. Рассмотрен вариант технологической

скважины диаметром 254 мм, оборудованной эксплуатационной колонной НПВХ 140х10. Оптимальная скорость вертикального перемещения гидровибратора для таких параметров составляет 1,5–3,0 м/мин. При частоте 43,3 Гц и энергии удара 346,6 Дж общая мощность воздействия превышает 15 кВт. Для трубы НПВХ 140х10 мм такая интенсивность является предельной, поэтому скорость движения должна быть строго регламентирована: минимальная скорость (1,5 м/мин) необходима для предотвращения локального перегрева пластика и усталостного разрушения стенки трубы. Трубы НПВХ чувствительны к длительному динамическому воздействию в одной точке. Максимальная скорость (3,0 м/мин) ограничена временем, необходимым для развития тиксотропного эффекта в глиноцементном растворе. При более быстром движении раствор в заколонном пространстве не успеет перейти в стадию разжижения и эффективно уплотниться.

Рекомендации по режиму работы вибратора следующие.

1. *Непрерывность*: необходимо избегать остановок вибратора во включенном состоянии, остановка более чем на 20–30 сек. в одной точке может привести к микротрещинам в трубе.

2. *Направление*: движение необходимо производить снизу вверх (на подъем), что способствует естественному выходу вытесняемого воздуха и избыточной жидкости из раствора.

3. *Контроль*: резкое падение давления в системе гидроудара, что может сигнализировать о начале разрушения целостности заколонного слоя или деформации трубы – в этом случае скорость следует увеличить. Для контроля качества цементирования в случае с трубами НПВХ важно учитывать специфику мате-

риала, так как стандартный АКЦ (акустический каротаж) дает искаженные данные из-за низкой акустической жесткости пластика по сравнению со сталью, и в скважинах, оборудованных полимерными обсадными трубами, неприменим.

В интервалах с кавернами (расширение ствола более 300–350 мм) скорость перемещения вибратора стоит снизить до 1–1,2 м/мин, так как там объем растворов значительно больше и для его смещения требуется больше времени.

Для расчета технологии виброобработки заколонного пространства в интервале гидроизоляции используются три параметра: объем порции раствора, удельная энергия разрушения структуры и мощность гидровибратора УРК.

1. Расчет объема воздействия (V) на 1 метр.

Определяется объем раствора в кольцевом пространстве на 1 погонный метр:

$$V = \pi \times (D_c^2 - D^2) / 4,$$

где: $D_c = 0,254$ м; $D = 0,140$ м.

2. Определение необходимого времени активации (t).

Для того, чтобы раствор перешел в состояние виброразжижения, ему нужно передать определенное количество энергии ($E_{\text{вн}}$), обычно составляющее 10–15 кДж/м³ для стандартных глиноцементных растворов. Требуемая энергия на 1 метр скважины:

$$Q_{\text{req}} = V_m \times E.$$

3. Мощность вибратора (W).

Мощность рассчитывается через частоту (f) и энергию единичного удара (E_i):

$$W = f \times E_i.$$

В нашем случае имеем:

$$W = 43,3 \times 346,6 = 15000 \text{ (Вт)} = 15 \text{ кВт}.$$

4. Итоговая формула скорости (v).

Скорость перемещения определяется как отношение мощности прибора к требуемой энергии на 1 метр:

$$v = (W / Q_{\text{req}}) \times \eta,$$

где: η – коэффициент полезного действия (передачи энергии через стенку НПВХ), который для пластика принимается равным 0,5–0,6 (из-за высокого демпфирования).

Для скважины глубиной 100 м и цементируемого интервала 30 м (от забоя 100 м до отметки 70 м) расчет параметров будет следующим:

Расчет объема раствора.

Для скважины диаметром 254 мм и обсадной трубы 140 мм × 10 мм имеем:

Площадь сечения кольцевого пространства:

$$S = \pi \times (0,254^2 - 0,140^2) / 4 = 0,035 \text{ м}^2.$$

Объем на 30 м интервала (без учета каверн):

$$V = 30 \times 0,0353 = 1,06 \text{ м}^3.$$

С учетом коэффициента кавернозности ($k = 1,2 - 1,3$) потребуется примерно 1,3–1,4 м³ глиноцементного раствора.

2. Технология виброобработки.

При частоте колебаний дискового гидровибратора 43,3 Гц и энергии ударного импульса давления 346,6 Дж общее время «чистой» работы вибратора на этом интервале составит: при скорости 2 м/мин (оптимально для НПВХ) проход 30 м займет 15 мин. За это время система совершит около 39 000 ударов, передав раствору суммарную энергию более 13,5 МДж.

Рекомендуемый регламент работ.

1. Спуск вибратора: гидровибратор УРК опускается на забой (100 м) сразу после закачки глиноцементного раствора и его продавливания.

2. Активация: гидровибратор включается и начинается его плавный подъем.

3. Скорость подъема: в интервале 100–70 м скорость подъема должна находиться в пределах 1,5–2,0 м/мин.

4. В зоне «головы» цемента (75–70 м) рекомендует замедлить скорость подъема вибратора до 1 м/мин, так как в верхней части интервала часто скапливается наиболее обводненный и слабый раствор («цементное молоко»), который требует более тщательного уплотнения для создания герметичного моста.

5. Окончание работы следует проводить на отметке 65 м (5 метров выше расчетного уровня материала гидроизоляции), вибратор выключается, чтобы не размывать верхнюю границу раствора в промывочной жидкости.

Критический нюанс для труб НПВХ 140×10: на глубине 100 м гидростатическое давление невелико (~1,0–1,2 МПа), но вибрация в замкнутом объеме (если заколонное пространство заполнено шламом) может создать локальные скачки давления. При выполнении работ по описанной технологии важно обеспечить свободный выход вытесняемой жидкости на устье, чтобы не разрушить полимерную трубу.

Далее следует подготовить техническую схему размещения центраторов на колонне, чтобы вибрация распределялась равномерно, и труба не касалась стенок скважины.

Для колонны НПВХ 140×10 в скважине диаметром 254 мм при работе гидровибратора правильная расстановка центраторов – это залог того, что трубу

не «прибьет» вибрацией к стенке, и раствор распределится равномерно. Для приведенного примера рекомендуется следующая схема размещения на интервале 100–70 м.

1. Нижний (базовый) центратор устанавливается на расстоянии 1,5–2 м от башмака (забоя). Он фиксирует нижний участок эксплуатационной колонны, где амплитуда вибрации максимальна.

2. Учитывая гибкость труб НПВХ и диаметр долота (зазор в 57 мм на сторону), оптимальный шаг между центраторами в интервале гидроизоляции – 6 м (итого на 30 м – 5–6 штук).

3. Верхний (ограничительный) центратор устанавливается на отметке 65–68 м (выше проектной отметки интервала гидроизоляции), чтобы зафиксировать эксплуатационную колонну в зоне перехода от материала гидроизоляции к промывочной жидкости.

Рекомендации по типу и монтажу центраторов.

1. Тип: лучевые (фонарные) центраторы из полимера или с обрешеченными ребрами.

2. Свободный ход: центратор должен быть «плавающим» между двумя стопорными кольцами. Это позволит трубе совершать микроколебания, необходимые для разжижения раствора, без передачи избыточной нагрузки на центратор.

3. Симметрия: для приведенного примера (кольцевой зазор 57 мм) рекомендуется центратор с внешним диаметром 245–250 мм. Это обеспечит гарантированный проход цементного раствора даже при небольшом изгибе колонны.

4. Результат: такая схема исключит «застойные зоны» (эксцентриситет), где раствор может оставаться неоднородным.

Опыт эксплуатации технологических скважин, оборудованных эксплуатационными колоннами из полимерных труб, показывает, что в процессе их эксплуатации возможна частичная разгерметизация колонн отдельных скважин и возникновение утечек рабочих растворов [10 и др.], что предполагает проведение ремонтных работ по ликвидации каналов утечек в заколонное пространство скважин. Решение этих вопросов, как и решение ликвидации образованных в материале гидроизоляции каналов перетоков рабочих растворов в процессе эксплуатации скважин – тема отдельной работы.

Опыт обработок сотен скважин показал, что вибрации, создаваемые в интервале установки фильтра, не приводят к микротрещинам в цементном камне выше интервала установки фильтра.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАНЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ИНТЕРВАЛЕ КРИОЛИТОЗОНЫ

Сооружение и эксплуатация технологических скважин СПВ в интервале криолитозоны может сопровождаться попаданием в заколонное пространство воды

различного происхождения: деятельного слоя или пластовых вод при высоких пластовых напорах. Следствием является замерзание воды с образованием льда различной структуры: сплошной кристаллической (при спокойном замерзании воды), игольчатой (часто с наличием пузырьков воздуха, образуется в месте соприкосновения воды и льда), слоистой (при периодических замерзаниях отдельных слоев воды или при уплотнении отдельных мокрых слоев снега), фирновой (зернистой, образуется при смерзании снега), мелкоагрегатчатой неправильной (при переменном замерзании с перемешиванием), рыхло-чашуйчатой (в свежевыпавшем снежном покрове и при замерзании воды, конденсирующейся из пара). Для сохранения геометрических параметров полимерных обсадных труб необходимо, чтобы возникающее избыточное внешнее давление на наружную поверхность труб не превышало их прочностные характеристики. Оно формируется из-за увеличения объема замерзшего льда по сравнению с объемом исходной воды на 9%. Расчет величины давления приведен в работе [1]. На рис. 7 приведен пример смятия эксплуатационной колонны из труб НПВХ 140×10 льдом, сформированным при попадании в заколонное пространство воды деятельного слоя.

Следует иметь в виду, что опасность для целостности полимерных обсадных труб представляет сплошная кристаллическая структура льда при толщине ледяного кольца за колонной более 17–19 мм. Расчеты показали, что при больших значениях этой величины происходит деформация колонны (смятие). Другие из вышеперечисленных структур льда не представляют опасности для целостности полимерных обсадных труб. В работе [2] приведен вариант формирования слоистой структуры льда за пределами эксплуатационной колонны. Такая структура может быть сформирована с использованием греющего кабеля, размещенного внутри эксплуатационной колонны в интервале криолитозоны. Особенность предложенного метода заключается в том, что время прогрева ледяного кольца должно исключать полное растопление льда в заколонном пространстве. В противном случае полностью

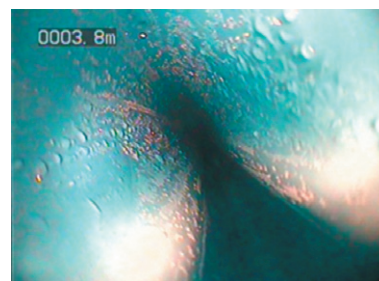


Рис. 7.

Смятие эксплуатационной колонны из труб НПВХ 140×10 на глубине 3,8 м