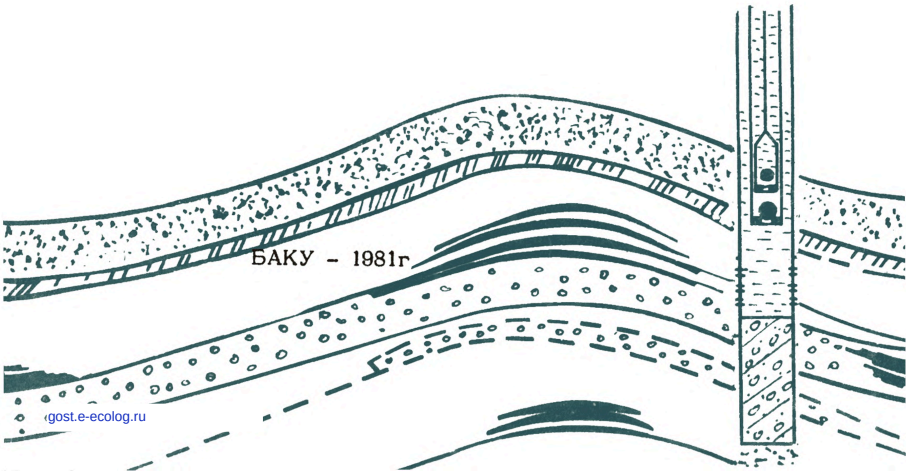
АЗНИПИНЕФТЬ



М Е Т О Д И К А

ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКИ



БАКУ - 1981г

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОРДЕНА ЛЕНИНА
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "АЗНЕФТЬ"

ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ "АЗНИПИНЕФТЬ"

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ Э.М.Халимов
" 22 " октября 1980 г.

М Е Т О Д И К А

ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКИ

РД 39-I-454-80

I 9 8 I

УДК 622.276.53.054.22 (083.93)

А Н Н О Т А Ц И Я

Методика предназначена для определения параметров периодической откачки малодебитных скважин, эксплуатирующихся штанговыми насосами, с учётом многообразия условий.

Методика впервые разработана в секторе новых методов технологии и техники добычи нефти АзНИПИнефти на основе обобщения исследований и промыслового опыта, проведенных составителями за последние годы. При составлении данной методики использовались также результаты работ ряда других исследователей, опубликованные на страницах республиканских и центральных научно-технических журналов и в издательствах страны.

Методика рассчитана на широкий круг инженеров и техников-нефтяников.

Составители: Алиев Ш.Н.
Пирвердян А.М.
Алиев Н.Ш.
Мамедов Н.Я.
Халафбеков А.Х.

© АзНИПИнефть, 1981 г.

Руководящий документ

М Е Т О Д И К А

ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКИ

РД 39 -I-454-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности

№ 603 от 21.II.80 г.

Срок введения установлен с 25.I2.80 г.

I.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

I.I. Нефтедобывающая промышленность Советского Союза располагает большим фондом глубиннонасосных малодебитных скважин, характеризующихся низким притоком нефти и небольшим коэффициентом наполнения насоса.

I.2. В категорию малодебитных скважин с дебитом до 5м^3/сут жидкости можно отнести примерно половину действующего глубиннонасосного фонда на промыслах СССР. Большинство из них работает с непрерывной откачкой, а часть фонда переведена на периодическую откачку, но нередко с режимом работы, довольно далёким от рационального.

С другой стороны, фонд малодебитных скважин требует для бесперебойного функционирования задалживания на него значительной доли людских и материальных ресурсов, которыми располагает вся нефтедобывающая промышленность. В связи с этим назрела необходимость разработки методики по эксплуатации малодебитных глубиннонасосных скважин в режиме периодической откачки, связанных с выбором, определением режима эксплуатации и осуществлением всего процесса эксплуатации при периодической откачке на рациональных основах с целью создания научно-инженерной базы для массового перевода скважин на периодическую откачку.

2. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКИ

2.I. Выбор скважин для периодической откачки осуществляется на основе анализа геолого-технологических и технико-экономических факторов.

Геолого-технологические факторы

2.2. К геолого-технологическим факторам относим режим работы пласта и режим фильтрации флюидов в призабойной зоне, пластовое давление, дебит жидкости, обводненность продукции скважины, поступление песка из пласта и т.п.

2.3. Режим работы продуктивного пласта и режим фильтрации флюидов, притекающих к забою скважины, определяют характер зависимости притока от забойного давления. Форма этой зависимости в большой степени влияет на условия применения периодической откачки. Характер притока флюида из пласта в скважину существенно зависит от того, как происходит откачка жидкости из скважины: непрерывно (с постоянным отбором жидкости) или же периодически. В первом случае фильтрация стационарная, а во втором - нестационарная.

2.4. При нестационарном притоке зависимость его величины от забойного давления, в общем случае, отличается от аналогичной зависимости при постоянном отборе жидкости из скважины по причине проявления упругих свойств пластовой жидкости и скелета пласта и, как следствие, - постепенного перераспределения давления в пласте. Отсюда следует, что индикаторные кривые, построенные на основе данных установившихся отборов жидкости, могут в той или иной степени (иногда очень сильно) отличаться от зависимости между притоком и забойным давлением, имеющей место при периодической откачке жидкости.

2.5. В общем случае или чаще всего при периодической откачке получаемая добыча несколько меньше, чем при непрерывной откачке. Наибольшая разница получается при прочих одинаковых условиях при линейной индикаторной зависимости.

2.6. Чем выше пластовое давление и меньше дебит скважины, тем целесообразнее и выгоднее применение периодической откачки. Отношение потенциального дебита к высоте статического столба жидкости в скважине представляет собой коэффициент продуктивности (в случае линейного закона фильтрации).

Чем меньше коэффициент продуктивности скважины, тем в большей степени она подходит для периодической откачки.

2.7. Учитывая, что скважина может быть малодебитной и в то же время с очень низким пластовым давлением и сравнительно большим коэффициентом её продуктивности, делается вывод о том, что потери при периодической откачке будут значительны, и, следовательно, перевод скважины на периодическую откачку нецелесообразен.

2.8. Чем больше площадь кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и насосными трубами, тем при прочих одинаковых условиях больше количество жидкости за период накопления, что весьма благоприятно для периодической откачки.

Потенциальный дебит скважины при непрерывной откачке, пластовое давление и площадь межтрубного сечения существенно влияют на параметры периодической откачки.

Установлено, что чем больше период накопления при заданной величине потерь в текущей добыче, тем больше экономия в электроэнергии и меньше износ оборудования.

2.9. При выборе скважин для периодической откачки очень важно учитывать характер изменения процента воды при изменении отбора жидкости. При этом надо иметь в виду следующее.

I. Если процент воды в продукции скважины при изменении отбора жидкости остаётся постоянным, в скважинах этой категории относительные снижения добычи жидкости и нефти при периодической откачке будут одинаковы. Следовательно, здесь обводненность продукции скважины не приводит к заметным погрешностям при предварительной оценке результатов перевода скважины на периодическую откачку.

2. При уменьшении общего отбора жидкости объём воды в скважине уменьшается, а дебит нефти остаётся неизменным. Скважины этой категории, как правило, характеризуются небольшой обводненностью. Такие скважины наиболее выгодно переводить на периодическую откачку.

3. Если при уменьшении отбора жидкости имеют место потери в добыче нефти, то скважины этой группы являются наименее выгодными объектами для перевода на периодическую откачку.

Приведенная классификация носит условный характер, так как на практике не существует чёткой границы между режимами притока. В действительности поведение скважин в отношении обводненности продукции может быть более сложным и трудно предсказуемым. На практике могут иметь случаи, когда при переводе скважины с непрерывной на периодическую откачку фактический дебит нефти окажется значительно ниже ожидавшегося и скважину придётся вновь перевести на непрерывную откачку.

При непрерывной откачке малодебитных скважин расход жидкости в подъёмных трубах небольшой. При малых расходах жидкости и большой обводненности продукции в насосных трубах имеет место структура потока в виде воды с включенными в неё глобулами нефти.

В этих условиях в процессе непрерывной откачки вода все время омывает штанги и внутреннюю поверхность труб. Это способствует коррозии труб, штанг и значительному снижению усталостной прочности штанг, а также утечкам.

Иная картина наблюдается при периодической откачке. Во время откачки накопившейся жидкости в насосных трубах образуется каждый раз столб чистой нефти, который, двигаясь вверх, обильно смачивает поверхности труб и штанг, что уменьшает вредные последствия воздействия пластовой воды на подземное оборудование, в результате чего отрицательное воздействие указанных выше факторов резко снижается или вовсе исчезает.

Не менее важным фактором, влияющим на выбор скважин для периодической откачки, является поступление песка из пласта в скважину и образование песочных пробок на забое, а также осадков в насосных трубах, приводящих к неполадкам в работе глубиннонасосной установки.

2.I0. Сильно обводненные скважины (обводненность более 80-90%), содержащие в откачиваемой жидкости более I% песка, не рекомендуются к переводу на периодическую откачку. Скважины с меньшим процентом обводненности, а также чисто нефтяные, мо-

гут быть переведены на периодическую откачку и при большем содержании песка.

Технико-экономические факторы

2.II. К технико-экономическим факторам относим степень снижения текущей добычи нефти при переводе скважины с непрерывной на периодическую откачку, частоту и стоимость подземных ремонтов, расходы на ремонт и уход за наземным оборудованием и электроэнергию, запас производительности насосной установки и т.п.

Самыми важными из этих факторов являются относительная и абсолютная величины снижения текущего дебита скважины при переводе её с непрерывной на периодическую откачку.

Как известно, относительное снижение дебита- отношение среднего дебита, получаемого при периодической откачке, к дебиту при непрерывной откачке

$$\varphi = \frac{Q_{пер}}{Q_{нп}}, \qquad (I)$$

где $Q_{пер}$- дебит при периодической откачке, м^3/сут;
$Q_{нп}$ - дебит при непрерывной откачке, м^3/сут.

Пример: $Q_{нп} = 1,1$ м^3/сут и $Q_{пер} = 1,0$ м^3/сут.

$$\varphi = \frac{1,0}{1,1} \approx 0,91,$$

т.е. снижение дебита скважины на 9%.

Несмотря на снижение дебита на 9% при переводе скважины с непрерывной на периодическую откачку, периодическая откачка такой скважины может быть экономически выгодной за счёт снижения себестоимости нефти, резкого возрастания межремонтного периода и т.п.

При этом абсолютное уменьшение дебита скважины невелико-всего 0,I м^3/сут.

При $Q_{нп} = 4$ м^3/сут и том же значении $\varphi = 0,91$ потеря в добыче при переводе на периодическую откачку выразится в размере

$$\Delta Q = (1 - \varphi) \cdot Q_{нп} = (1 - 0,91)\ 4 = 0,36 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Номограмма
для определения себестоимости нефти при периодической откачке

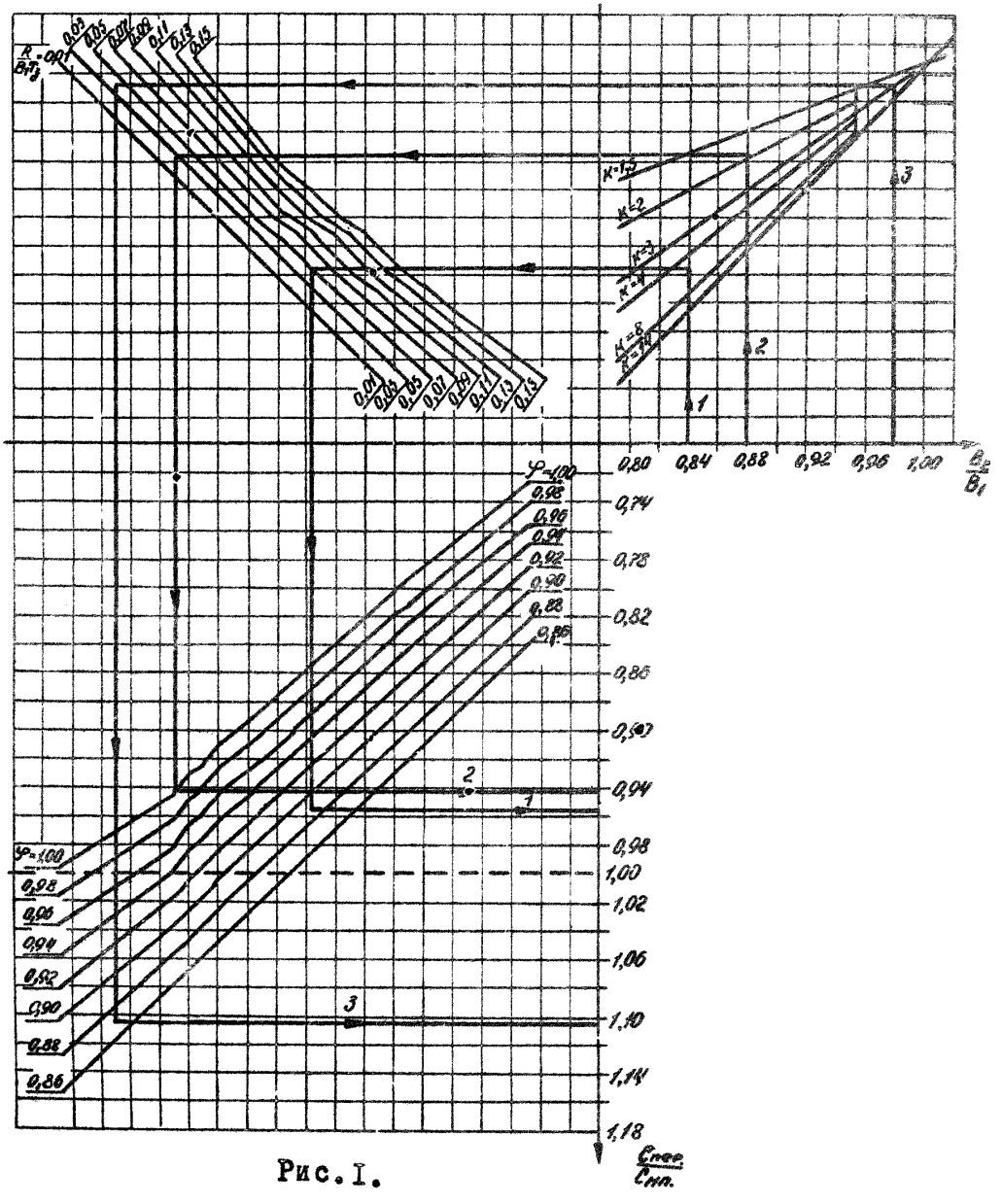


Рис. I.

При наличии большого количества аналогичных скважин общая потеря в добыче при переводе на периодическую откачку окажется значительной и это мероприятие может не быть экономически выгодным.

2.I2. В основу методики выбора скважин для периодической откачки положен следующий принцип: скважина считается подходящей для периодической откачки жидкости из неё в том случае, если себестоимость нефти при периодической откачке не выше, чем при непрерывной. При расчёте режима работы скважин при периодической откачке весьма существенно заранее знать минимально допустимое значение коэффициента снижения дебита $\gamma_{пред}$.

За минимально допустимое значение $\gamma_{пред}$ принимается такое его значение, при котором себестоимость нефти при непрерывной и периодической откачке получается одинаковой. Его можно определить по номограмме (рис.I).

2.I3. Большое значение имеет также величина запаса производительности насосной установки. Без запаса производительности периодическая откачка вообще неприменима. Запас производительности или коэффициент запаса производительности К представляет собой отношение возможной производительности данной установки при полном заполнении цилиндра жидкостью к фактическому дебиту при непрерывной откачке

$$K = \frac{\gamma_0 \cdot Q_т}{Q_0}, \qquad (2)$$

где γ_0 - фактический коэффициент подачи нового насоса;

$Q_т$ - теоретическая производительность насоса, м^3/сут;

Q_0 - фактический дебит жидкости при непрерывной откачке с запасом производительности, м^3/сут.

Пример: $\gamma_0 = 0{,}75$; $Q_т = 8$ м^3/сут. ; $Q_0 = 2$ м^3/сут.

Отсюда $K = \frac{0{,}75 \cdot 8}{2} = 3,$

т.е. в этой скважине имеется тройной запас производительности.

2.14. Периодическую откачку следует применять начиная от величины запаса $K=2$. Наиболее часто встречаются значения запаса производительности $K=3 \div 5$. Практически в общем случае чем больше запас производительности, тем меньше дебит скважины. Отсюда следует, что чем больше запас K, тем более скважина подходит для периодической откачки.

2.I5. Выбор скважин для периодической откачки находится в прямой зависимости от частоты ремонтов и стоимости смены насоса в данной скважине, а именно: чем больше частота ремонтов и стоимость каждого ремонта, тем в большей степени скважина подходит для периодической откачки.

2.I6. При выборе скважин на периодическую откачку необходимо исходить из следующих технико-экономических параметров:

I. Безразмерный параметр ремонтности

$$\frac{R}{B_1 T_з},$$

где R - стоимость одного ремонта, руб.

2. Параметр

$$\frac{B_2}{B_1},$$

представляющий отношение стоимости скважино-суток эксплуатации при простое оборудования в период накопления B_2 к стоимости скважино-суток B_1 при непрерывной работе скважины. Величина $\frac{B_2}{B_1}$ меняется в пределах $0{,}85 < \frac{B_2}{B_1} < 0{,}98$.

3. Параметр $\frac{t_м}{T_з}$,

который называется показателем продолжительности межремонтного периода при предупредительном подземном ремонте,

где $t_м$ - межремонтный период при непрерывной работе скважины, сут;

$T_з$ - полный срок службы насоса до прекращения подачи вследствие износа, сут.

Величина $\frac{t_м}{T_з}$ меняется в пределах $0 < \frac{t_м}{T_з} < 1$.

4. Показатель степени m в уравнении подачи насоса

$$Q = Q_0 - \beta \cdot t^m, \qquad (3)$$

где Q - текущая подача жидкости, м^3/сут;

Q_0 - начальная подача при спуске нового насоса, м^3/сут;

δ - коэффициент (размерный);

t - текущее время, сут;

m - показатель степени параболы.

Показатель m на практике варьирует в довольно широких пределах: от I до 3. Однако чаще всего величина m достигает значения, близкого к 2, и в дальнейшем везде будет приниматься $m=2$.

2.I7. Основным экономическим критерием, которым нужно руководствоваться при рассмотрении вопросов целесообразности применения периодической откачки, является себестоимость нефти как синтезирующий экономический показатель.

При этом исследуется зависимость вида

$$C_{пер.} = f\left(\mathcal{Y}, \frac{B_2}{B_1}, \frac{R}{B_1 T_3}, \frac{t_н}{T_3}, K, m\right), \quad (4)$$

где $C_{пер.}$ - себестоимость добываемой нефти при периодической откачке, руб/м^3.

Переменные, входящие в уравнение (4), являются безразмерными величинами, и само уравнение для рассматриваемой задачи называется критериальным.

Себестоимость нефти при периодической откачке необходимо сравнить с себестоимостью при непрерывной откачке

$$C_{нп} = \Psi\left(\frac{R}{B_1 T_3}, \frac{t_н}{T_3}\right). \quad (5)$$

Перечисленные в критериальных уравнениях (4) и (5) переменные (кроме $\mathcal{Y}$ и $\frac{t_н}{T_3}$) задаются условиями эксплуатации, техническими и экономическими обстоятельствами добычи нефти.

Влияние величины $\mathcal{Y}$ на себестоимость $C_{пер.}$ вполне очевидно: с увеличением $\mathcal{Y}$ потери в текущей добыче снижаются и, следовательно, снижается себестоимость $C_{пер.}$, т.е. связь между $\mathcal{Y}$ и $C_{пер.}$ монотонная.

С увеличением же $\frac{t_н}{T_3}$ издержки при периодической откачке растут, а добыча в некоторых случаях при непрерывной

откачке снижается, т.е. учащение ремонтов приводит к росту расходов.

2.I8. Основным условием целесообразности перевода скважин с непрерывной на периодическую откачку, как было указано выше, является то, что себестоимость нефти $C_{пер}$ не должна быть выше, чем $C_{нп}$, т.е.: $\frac{C_{пер}}{C_{нп}} \leq 1$.

Подставив значение $C_{пер}$ и $C_{нп}$ из формул (4) и (5) в (6), получим основную формулу, по которой строилась номограмма

$$\frac{C_{пер}}{C_{нп}} = \frac{3 + 2\frac{B_2}{B_1}\cdot\frac{K-\gamma}{\gamma} + 3\sqrt{\frac{K}{K-\gamma}\cdot\left(\frac{R}{B_1 T_3}\right)}}{(2K+\gamma)\cdot\left(1 + \frac{R}{B_1 T_3}\sqrt{\frac{K}{K-1}}\right)}. \qquad (7)$$

Номограмма строилась при значении $m = 2$.

Пример I. Дано $\frac{B_2}{B_1} = 0{,}84$; $K = 5$; $\frac{R}{B_1 T_3} = 0{,}05$; $\gamma = 0{,}98$.

Ответ находится по номограмме, начиная со шкалы $\frac{B_2}{B_1}$ (см. рис.I, линия I). Результат $\frac{C_{пер}}{C_{нп}} = 0{,}955$. Это означает, что при переводе данной скважины с непрерывной на периодическую откачку себестоимость нефти уменьшится на 4,5%.

Пример 2. Дано: $\frac{B_2}{B_1} = 0{,}98$; $K = 1{,}5$; $\frac{R}{B_1 T_3} = 0{,}04$; $\gamma = 0{,}87$.

Аналогичным способом по номограмме (см.рис.I, линия 3) находим $\frac{C_{пер}}{C_{нп}} = 1{,}105$, т.е. результат расчёта указывает на полную нецелесообразность применения в данной скважине периодической откачки, так как удорожание нефти при переводе составляет I0,5% (со снижением добычи на I3%). Очень удобно и просто выбирать по номограмме значение нужного коэффициента снижения добычи γ и особенно, как было указано выше, определять наименьшее его допустимое значение, при котором себестоимости нефти при непрерывной и периодической откачке получаются одинаковыми, т.е. $\frac{C_{пер}}{C_{нп}} = 1$
(на номограмме, см.рис.I, горизонтальная пунктирная линия).
Это значение γ обозначается через $\gamma_{пред}$.
Если обратиться к примеру 2, то в этом случае $\gamma_{пред} = 0{,}97$, в то время как значение γ задавалось 0,87.

Таким образом, зная величины $\frac{B_2}{B_1}$; K; $\frac{R}{B_1 T_3}$ и γ по номограмме заранее, т.е. до перевода скважины на периодическую откачку, можно ответить на вопрос: целесообразен ли, с технико-экономической точки зрения, перевод малодебитной скважины на периодическую откачку или нет. При этом, если при заданных значениях вышеуказанных параметров себестоимость нефти получается выше пунктира или на этом пунктире (см.рис.I), периодическая откачка целесообразна, в противном случае, т.е. ниже пунктира,- перевод на периодическую откачку не выгоден.

3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПЕРИОДА НАКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

3.I. Продолжительность периода накопления $t_{нк}$ определяется для квадратичного закона притока жидкости в скважину по формуле

$$t_{нк} = 4 f_к \frac{H_1}{q_0} (1 - \gamma), \qquad (8)$$

где $f_к$ – площадь сечения кольцевого пространства, м^2;

H_1 – снижение приведенного уровня в скважине от статического уровня до приёма насоса, м;

q_0 – дебит скважины при непрерывной откачке, м^3/час;

γ – коэффициент снижения дебита при периодической откачке по сравнению с непрерывной.

Пример. $f_к = 0{,}013$ м^2; $H_1 = 100$ м; $q_0 = 0{,}05$ м^3/ч; $Q_0 = 1{,}2$ м^3/сут.; $\gamma = 0{,}95$.

Значит, $t_{нк} = 4 \frac{0{,}013 \cdot 100}{0{,}05} (1 - 0{,}95) = 5{,}2$ ч или $t_{нк} \approx 5$ ч.

$$\gamma = \frac{Q_{пер}}{Q_0}; \quad Q_{пер} = Q_0 \cdot \gamma = 1{,}2 \cdot 0{,}95 \approx 1{,}15 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

3.2. Продолжительность накопления жидкости при прямолинейном законе притока жидкости в скважину определяется по формуле

$$t_{нк} = -\frac{f_к}{K_{пр}} \ln (2\gamma - 1); \qquad (9)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, $м^3/м.ч.$

Пример: $F_к = 0{,}013\ м^2$; $H_1 = 100\ м$; $q_0 = 0{,}05\ м^3/ч$; $\varphi = 0{,}95$

Тогда $t_{нк} = -\frac{0{,}013 \cdot 100}{0{,}05} \ln(0{,}95 \cdot 2 - 1) = 2{,}6\ ч$ или $t_{нк} \approx 3\ ч$

3.3. При определении продолжительности накопления жидкости на практике могут представляться два случая.

Если по данным исследования скважин известна форма индикаторной зависимости, то из двух рассмотренных (8) и (9) формул выбирается наиболее подходящая к фактической кривой. Если же исследования на приток отсутствуют, то необходимо действовать путём проб. Расчёт ведётся сперва по формуле (8). Если в ряде скважин данной залежи расчёт по этой формуле даёт сильно завышенные значения $t_{нк}$, т.е. фактическое φ меньше, то в этом случае следует применить формулу линейной зависимости(9).

Расчёт времени накопления жидкости при отсутствии потерь добычи

3.4. Непременным условием периодической откачки без потерь добычи является наличие в пласте развитого режима растворенного газа или наличие в скважине зумпфа достаточной ёмкости.

3.5. При наличии в скважине зумпфа насос спускают в зумпф так, чтобы его приём находился вблизи забоя (предполагается, что забой чистый).

Время накопления жидкости определяется по формуле

$$t_{нк} = \frac{F_к \cdot h}{q_0}, \qquad (10)$$

где h – расстояние от нижних отверстий перфорации до приёма насоса

Пример. $F_к = 0{,}013\ м^2$; $h = 10\ м$; $q_0 = 0{,}05\ м^3/ч$.

Отсюда $t_{нк} = \frac{0{,}013 \cdot 10}{0{,}05} = 2{,}6\ ч$.

Очевидно, что при продолжительности периода накопления в 2,6ч и последующей откачке накопившейся жидкости, потерь в текущей добыче в данной скважине не будет.

Расчёт времени накопления жидкости при гравитационном режиме работы пласта

3.6. Для этого случая следует пользоваться формулой Вирновского-Адонина

$$t_{нк} = \frac{F_к \cdot H_1}{q_0} \Lambda_z \operatorname{tg} \sqrt{2(1-\varphi)}. \qquad (II)$$

Для удобства при расчётах значения функции арктангенса гиперболического следует брать из графика (рис.2).

Пример. $F_к = 0{,}0148\ м^2$; $q_0 = 0{,}05\ м^3/с$; $H_1 = 50\ м$; $\varphi = 0{,}91$,

при $\varphi = 0{,}91$, $\Lambda_z \operatorname{tg} \sqrt{2(1-\varphi)} = 0{,}45$.

При этом $t_{нк} = \frac{0{,}0148 \cdot 50}{0{,}05} \cdot 0{,}45 = 6{,}7\ с$.

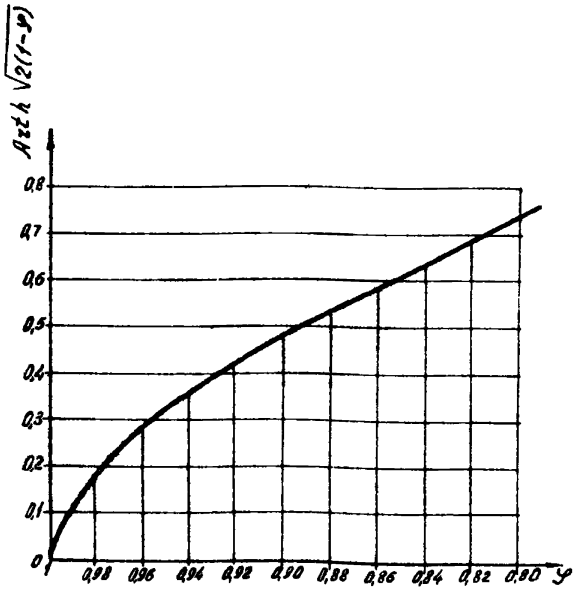


Рис.2

Расчёт времени накопления жидкости при режиме растворённого газа

3.7. При режиме растворенного газа в пласте следует пользоваться формулой М.Н.Писарика, т.е.

$$t_{нк} = 0{,}280 \frac{\sigma}{Q_0} \cdot \frac{P_{пл} - P_0}{\psi \lg \frac{R_к}{R_c}}, \qquad (I2)$$

где σ – объём межтрубного пространства высотой I м в л;

Q_0 – дебит скважины при непрерывной откачке в $м^3$/сут;

$P_{пл}$ – пластовое давление в $кгс/см^2$;

P_0 – давление у приёма насоса в конце периода откачки в $кгс/см^2$;

ψ – коэффициент совершенства скважины;

$R_к$ – радиус контура питания скважины в м;

R_c – радиус скважины в м.

Пример. Имеется скважина с дебитом чистой нефти

$Q_0 = 1{,}2\ м^3/сут$; $\sigma = 11{,}3$ л; $P_{пл} = 10\ кгс/см^2$; $P_0 = 1\ кгс/см^2$; $R_к = 100$ м; $R_c = 0{,}1$ м; $\psi = 1$.

В этом случае

$$t_{нк} = 0{,}280 \frac{11{,}3}{1{,}2} \cdot \frac{10-1}{\lg \frac{100}{0{,}1}} = 8{,}5\ ч.$$

Ввиду затруднительности определения коэффициента ψ, его можно считать равным I. Это создаёт некоторый запас в величине периода накопления.

Расчёт длительности периода откачки

3.8. В период работы насоса откачивается не только накопившаяся за время остановки жидкость, но и та жидкость, которая поступает в скважину из пласта в процессе откачки.

3.9. Формула для расчёта продолжительности откачки, пригодная при любом законе притока жидкости из пласта в скважину (линейном, квадратичном и т.д.), имеет вид

$$t_{от} = t_{нк} \frac{\gamma}{K - \gamma}. \qquad (I3)$$

3.10. Для расчёта по этой формуле величины $t_{от}$ необходимо знать: длительность периода накопления жидкости в скважине $t_{нк}$, фактические значения φ и запас производительности K.

На рис.3 приводится серия прямых, облегчающих расчёты величины $t_{от}$ при заданных $t_{нк}$ и K.

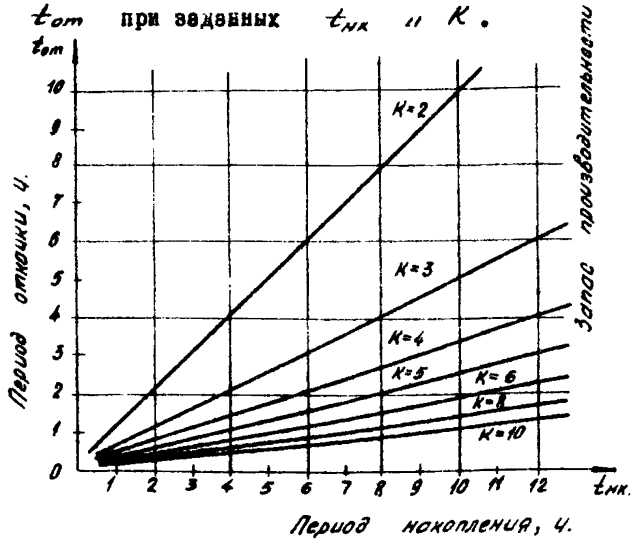


Рис.3

Пример. $t_{нк} = 5{,}2$ ч ; $\varphi = 0{,}95$; $K = 4$.

Тогда $t_{от} = 5{,}2 \dfrac{0{,}95}{4 - 0{,}95} = 1{,}6$ ч.

Таким образом, в разбираемом примере цикл работы скважины T с периодической откачкой жидкости будет составлять

$$T = t_{нк} + t_{от} = 5{,}2 + 1{,}6 = 6{,}8 \text{ ч.}$$

В течение суток количество циклов будет

$$n = \frac{24}{6{,}8} \approx 3{,}5$$

цикла

При ручном управлении режимом работы насоса по мере износа его деталей период откачки $t_{от}$ следует увеличить. Новое, увеличенное значение $t_{от}$, устанавливается после того, как дебит скважины заметно снизится. При этом должно быть обеспечено получение прежнего дебита при постоянном времени накопления $t_{нк}$.

При $\frac{(t_{от})_{изн}}{(t_{от})_{нов}} = 10 \div 15$ насос следует заменить,

где $(t_{от})_{изн.}$ и $(t_{от})_{нов.}$ – соответственно продолжительность периода откачки при изношенном и новом насосе.

Наличие автоматического устройства исключает периодическую корректировку величины $t_{от}$. Кроме того, автомат должен сигнализировать необходимость смены насоса при достижении $\frac{(t_{от})_{изн.}}{(t_{от})_{нов.}}$ заданного максимального значения (I0÷ I5).

4. ОСНОВНЫЕ ПОМЕХИ ПРИ УСТАНОВЛЕНИИ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН С ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКОЙ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

4.I. Осуществлению нужного режима работы скважины может помешать течь в соединениях насосных труб, вредное влияние свободного газа на работу насоса, а также возможное влияние на работу насоса растворённого в нефти газа.

Утечка жидкости из насосных труб

4.2. Если в скважине жидкость откачена до приёма насоса, станок-качалка остановлен автоматом, начался период накопления жидкости и при этом в трубах возникает утечка, то уровень в затрубном пространстве будет повышаться не только за счёт притока жидкости из пласта, но и вследствие стекания жидкости по поверхности труб из резьбовых соединений.

В то же время уровень жидкости в насосных трубах будет снижаться, т.е. трубы будут частично опорожняться.

4.3. Если расход жидкости из насосных труб в момент нахождения уровня у приёма насоса равен количеству притекающей жидкости (в единицу времени), то за время остановки станка-качалки объём жидкости, накопившейся в межтрубном пространстве сква-

жины, будет, по крайней мере, наполовину состоять из жидкости, вытекшей из труб. Следовательно, дебит скважины существенно снизится по сравнению с ожидаемым. В период откачки (этот период при наличии течи в трубах удлинится по сравнению с расчётным его значением) в зависимости от величины текущего запаса производительности, потерь в добыче может и не быть.

4.4. При непрерывной откачке утечка может и не сказываться непосредственно на дебите скважины, приводя лишь к сокращению межремонтного периода и росту расхода насосов. При периодической же откачке даже незначительная течь в трубах непосредственно влияет на добычу и поэтому течь должна быть ликвидирована.

Вредное влияние свободного газа на работу насоса при периодической откачке

4.5. Вредное влияние свободного газа на работу насоса может быть незначительным или даже вовсе отсутствовать при непрерывной откачке, но резко сказаться при переводе скважины на периодическую откачку в связи с тем, что при этом условия сепарации газа от жидкости в межтрубном пространстве существенно ухудшаются.

4.6. Свободный газ, снижая производительность насоса, увеличивает период откачки. При этом снижается экономический эффект. Следовательно, как только при периодической откачке обнаружится влияние свободного газа, его нужно немедленно устранить при помощи эффективных подвесных якорей (многокорпусного, тарельчатого, винтового и других типов).

Вредное влияние растворенного в нефти газа при периодической откачке жидкости

4.7. Для рационального проведения периодической откачки накопившейся и вновь притекающей жидкости необходимо следить, чтобы к концу процесса уровень жидкости находился у приёма насоса, либо соответствовал тому, который имел место при непрерывной откачке. Но при этом погружение насоса под уровень жидкости может снизиться настолько, что начнётся выделение растворен-

ного в нефти газа и переход его в свободное состояние. Этот газ заполнит часть объёма цилиндра насоса и тем самым снизит его производительность, а следовательно, увеличит длительность периода откачки.

4.8. Выделение газа из раствора обусловлено наличием сопротивлений движению жидкости в приёмном клапане, а также в защитных приспособлениях на приёме насоса.

В отличие от воздействия на работу насоса свободного газа, движущегося по колонне вместе с жидкостью, которое проявляется с самого начала откачки или вскоре после начала откачки, влияние растворенного газа сказывается только к концу периода откачки. Если в момент начала выделения более или менее опутимого количества газа уровень жидкости в скважине оказывается уже очень близким к приёму насоса, то влияние растворённого газа незначительно на процесс периодической откачки.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКЕ

5.I. При переводе малодебитных скважин с непрерывной откачки на периодическую в условиях постоянства (неизменности) всех прочих параметров насосной установки и одинаковой работоспособности самих насосов суммарное время работы установки за межремонтный период либо бывает равным межремонтному периоду при непрерывной откачке, либо оно получается несколько больше. Календарный же межремонтный период при периодической откачке всегда существенно увеличивается. Эти важные обстоятельства имеют место, если периодическая откачка ведётся так, что период откачки каждый раз заканчивается, как только уровень в скважине снизится до приёма насоса; длительность этого периода по мере износа насоса возрастёт вплоть до перехода скважины на непрерывную откачку и, наконец, отсутствуют помехи при установлении режима работы скважин для периодической откачки (в частности: утечки жидкости из насосных труб, вредное влияние свободного и растворенного газа и т.п.).

5.2. При несоблюдении вышеприведенных условий суммарное вре-

мя работы насоса при периодической откачке получается меньшим, чем при непрерывной.

5.3. Отношение календарных межремонтных периодов при периодической и непрерывной откачке (с учётом работы скважин при оптимальном или близком к оптимальному режиму) определяется по формуле

$$\frac{(t_м)_{пер} + t_{пр}}{(t_м)_{нп}} = \frac{mK + \varphi}{(1+m)\varphi}, \qquad (I4)$$

при $m=2$ Формула (I4) примет вид

$$\frac{(t_м)_{пер} + t_{пр}}{(t_м)_{нп}} = \frac{2K + \varphi}{3\varphi}. \qquad (I5)$$

Как следует из формулы (I5), возрастание календарного межремонтного периода при периодической откачке зависит в основном от запаса производительности установки K, так как φ меняется в сравнительно узких пределах.

Пример. Запас производительности $K=3,5$; $\varphi = 0,95$

Для этого случая

$$\frac{(t_м)_{пер.} + t_{пр.}}{(t_м)_{нп.}} = \frac{2 \cdot 3,5 + 0,95}{3 \cdot 0,95} = 2,8$$

Это означает, что после перевода такой скважины на периодическую откачку календарный межремонтный период по смене насоса или его частей увеличится почти в три раза. Это и является важнейшим преимуществом периодической откачки малодебитных скважин по сравнению с непрерывной откачкой.

При этом, кроме подземных ремонтов, связанных с износом насоса, во столько же раз сократятся обрывы и отвороты штанг, все ремонты станка-качалки и расход запчастей (текстропные ремни, кривошипные пальцы и т.п.). Помимо этого, повысится коэффициент мощности электросети и снизится расход электроэнергии.

Для быстрой оценки увеличения межремонтного периода при периодической откачке приводится график на рис.4, построенный по формуле (I5).

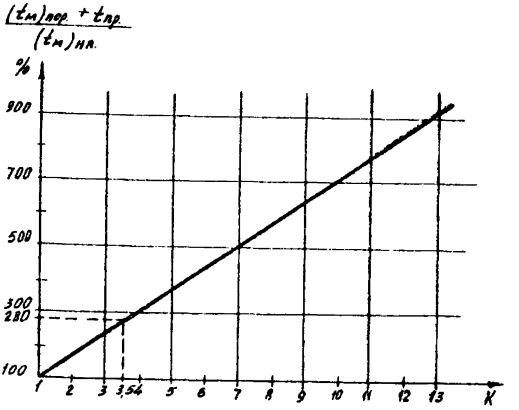


Рис.4

При пользовании графиком достаточно знать только величину коэффициента запаса производительности K. Для вышеприведенного примера (т.е. при $K=3,5$), пользуясь графиком, определяем, что при переводе данной скважины с непрерывной эксплуатации на периодическую откачку календарный межремонтный период увеличится на 280% (см.рис.4).

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПОДАЧИ НАСОСА ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ОТКАЧКЕ

6.I. Величина среднего за межремонтный период коэффициента подачи при оптимизированном процессе периодической откачки определяется по формуле

$$\frac{(\eta_{ср})_{опт.}}{\eta_0} = \frac{1}{1+m}\left(m + \frac{2}{K}\right), \qquad (16)$$

где η_0 – коэффициент подачи фактический начальный, т.е. при новом насосе;

$(\eta_{ср.})_{опт.}$ – коэффициент подачи средний за межремонтный период оптимальный

Остальные обозначения прежние.

6.2. На рис.5 приводится график для определения на практике среднего оптимального коэффициента подачи насоса при периодической откачке. График построен для наиболее часто встречающихся на практике величин: $\gamma = 0,95$ и $m = 1,5$ и 2.

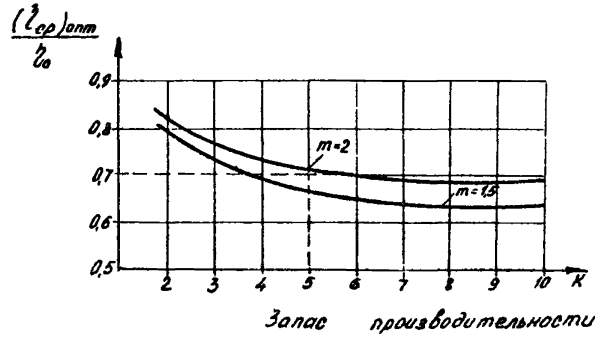


Рис.5

Пример. Имеется скважина или группа однородных скважин с параметрами: $\eta_0 = 0,75$ и $K = 5$.

Наиболее вероятный коэффициент подачи для этой скважины (берётся отсчёт в середине области между кривыми на рис.5) составит

$$\frac{(\eta_{ср})_{опт.}}{\eta_0} = 0,7 \quad \text{или} \quad (\eta_{ср})_{опт} = 0,7 \cdot 0,75 = 0,52$$

Конечный коэффициент подачи перед планово-предупредительным подземным ремонтом (т.е. при изношенном насосе) определяется по формуле

$$(\eta_к)_{опт} = \eta_0 \frac{\gamma}{K}. \qquad (17)$$

Для вышеприведенного примера, т.е. при $\gamma = 0,95$ и $K = 5$

$$(\eta_к)_{опт.} = 0,7 \cdot 0,19 \approx 0,14.$$

6.3. На промыслах некоторых нефтяных районов имеются фонды малодебитных скважин, работающих с периодической откачкой жидкости при постоянных, произвольно назначенных режимах.

Обычно у этих скважин период накопления жидкости составляет 8 или I6 и реже I2 ч., и соответственно периоды откачки равны I6, 8 или I2 ч. Эти режимы почти не изменяются на протяжении лет. Назначение времени накопления, равного 8, I6 или I2 ч, для многих скважин является произвольным, необоснованным, что приводит к излишним потерям в текущей добыче нефти. Кроме того, произвольный режим работы при периодической откачке существенно снижает межремонтный период скважин и степень использования насосов, значительно сокращает экономию электроэнергии и наземного оборудования. В этих скважинах коэффициент подачи тоже будет всё время постоянным, но значительно меньшим, чем при оптимальном режиме работы.

6.4. Коэффициент подачи при постоянстве времени откачки вычисляется по формуле

$$\eta_{ср} = \eta_0 \frac{\varphi}{K}(1+\rho), \qquad (I8)$$

где $\rho = \frac{t_{нк}}{t_{от}}$

Пример. $t_{нк} = 8$ ч; $t_{от} = 16$ ч; $\varphi = 0{,}93$; $K = 5$; $\eta_0 = 0{,}75$.

Отсюда $\rho = \frac{t_{нк}}{t_{от}} = \frac{8}{16} = 0{,}5$.

Тогда $\eta_{ср} = 0{,}75 \cdot \frac{0{,}93}{5}(1+0{,}5) = 0{,}21$.

6.5. При непрерывной откачке, выбранной для примера скважины, коэффициент подачи в течение межремонтного периода тоже будет постоянным, но по величине ещё ниже.

При непрерывной работе коэффициент подачи определяется по формуле

$$(\eta_{ср})_{нп} = \frac{\eta_0}{K}, \qquad (I9)$$

При $\eta_0 = 0{,}75$ и $K = 5$

$$(\eta_{ср})_{нп} = \frac{0{,}75}{5} = 0{,}15.$$

6.6. Сопоставление трёх значений среднего коэффициента подачи наглядно подтверждает преимущество периодической откачки при оптимальном режиме.

7. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

7.I. Для периодической откачки наиболее подходят те скважины, малодебитность которых обусловлена не низким пластовым давлением, а низкой проницаемостью пласта. Поэтому бывают случаи, когда, несмотря на малодебитность, скважина не подходит для периодической откачки. Тем не менее при одинаковых прочих условиях чем меньше дебит скважины, тем выгоднее применение в ней периодической откачки.

7.2. Чем больше площадь сечения кольца между насосными и обсадными трубами, тем благоприятнее условия для применения периодической откачки. Эксплуатационные колонны с внутренним диаметром I25 мм и особенно I00 мм, даже при благоприятных условиях, сильно ухудшают показатели периодической откачки.

7.3. Степень обводненности продукции скважины не играет решающей роли при выборе скважин для перевода на периодическую откачку. Но в случае, если после перевода процент воды в продукции скважины повысится, периодическая откачка может оказаться невыгодной, и скважину в этом случае необходимо перевести на непрерывную.

7.4. Чем больше запас производительности насосной установки, тем меньше снижение дебита при периодической откачке и чем больше частота и стоимость подземных ремонтов, тем более скважина подходит для периодической откачки.

7.5. Наличие песка в продукции скважины не является препятствием при выборе скважин для периодической откачки. Окончательное решение о целесообразности перевода таких скважин на периодическую откачку может быть сделано только на основе опыта более или менее длительной их эксплуатации.

7.6. Переход с непрерывной на периодическую откачку не только удлиняет срок службы всего эксплуатационного оборудования, но и улучшает условия работы станка-качалки, благодаря возмож-

ности значительно лучшего уравновешивания его. При этом существенно улучшается коэффициент мощности в электросети.

7.7. Как выбор скважин для периодической откачки, так и процесс эксплуатации этих скважин должны основываться на следующем принципе: себестоимость нефти при периодической откачке не должна быть большей, чем при непрерывной откачке этих скважин.

7.8. Насос всегда должен работать с полным заполнением цилиндра жидкостью, исключая несколько качаний в конце периода откачки.

7.9. Перед переводом скважины с непрерывной на периодическую откачку должно быть полностью устранено или сведено до незначительной величины влияние свободного газа на работу насоса при откачке накопившейся в скважине, за период остановки, жидкости.

7.IO. Недопустимо наличие утечки жидкости из насосных труб. При обнаружении утечки она должна быть ликвидирована до перевода скважины на периодическую откачку.

7.II. Наименьшее приемлемое значение продолжительности периода накопления должно быть таким, чтобы суточное число циклов периодической откачки было умеренным (порядка не более 4-5), обеспечивающим достаточно продолжительную работу контактных устройств и электромоторов без ремонта.

С целью повышения экономичности периодической откачки, во всех случаях, кроме случаев эксплуатации пластов с развитым режимом растворенного газа или при эксплуатации скважин с зумпфом значительной ёмкости, необходимо стремиться вести периодическую откачку с наименьшим допустимым значением продолжительности периода накопления жидкости.

Наименьшая допустимая продолжительность периода накопления должна быть существенно различной в зависимости от дебита нефти: в более производительных по нефти скважинах она меньше, чем в менее производительных, особенно в очень малодебитных,- с тем, чтобы уменьшение абсолютной (а не только относительной) добычи нефти было бы минимальным.

7.I2. Период откачки должен начинаться в момент окончания заданного периода накопления и заканчиваться в момент снижения приведенного динамического уровня жидкости в скважине до приёма насоса.

7.I3. Теоретически смену насоса (или его изношенных деталей) нужно делать, когда исчерпан текущий запас производительности установки, т.е. при переходе скважины на непрерывную откачку.

На практике же можно придерживаться правила: смену насоса производить при увеличении периода откачки в I0-I5 раз по сравнению с продолжительностью откачки, которая была в этой скважине в начале работы данного насоса.

7.I4. Строгое соблюдение вышеизложенных правил обеспечивает оптимальный режим работы скважины. На практике выполнить эти правила лучше всего можно посредством автоматизации пуска-остановки скважин.

7.I5. При отсутствии вышеупомянутых автоматических устройств могут быть применены и другие способы управления процессом периодической откачки, а именно:

а) Программное устройство, осуществляющее запуск и остановку скважины по заданной программе, по расчётному режиму, с корректировкой режима по данным динамометрирования. Изменение продолжительности периода откачки в связи с износом насоса производится регулировкой автомата от руки через некоторые промежутки времени.

б) При наличии надёжной системы телединамометрирования и хорошо организованной диспетчерской службы возможно ручное управление периодической откачкой с диспетчерского пункта (по скользящему графику).

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие сведения	3
2. Условия применения периодической откачки	4
Геолого-технологические факторы	4
Технико-экономические факторы	7
3. Методика определения продолжительности периода накопления жидкости	I2
Расчёт времени накопления жидкости при отсутствии потерь добычи	I3
Расчёт времени накопления жидкости при гравитационном режиме работы пласта	I4
Расчёт времени накопления жидкости при режиме растворенного газа	I5
Расчёт длительности периода откачки	I5
4. Основные помехи при установлении режима работы скважин с периодической откачкой и способы их устранения	I7
Утечка жидкости из насосных труб	I7
Вредное влияние свободного газа на работу насоса при периодической откачке	I8
Вредное влияние растворенного в нефти газа при периодической откачке жидкости	I8
5. Определение оптимального межремонтного периода при периодической откачке	I9
6. Определение оптимального коэффициента подачи насоса при периодической откачке	2I
7. Основные выводы и рекомендации	24

М Е Т О Д И К А

по эксплуатации малодебитных глубиннонасосных скважин в режиме периодической откачки

РД-39-I-454-80

Ответственный за выпуск Р.Т.Кулиев

Подготовили к печати К.Ю.Фидлер, Л.Е.Хоштария
Технический редактор И.И.Черномырдина

Формат 60х90 I/I6 Подписано к печати 20.0I.8Iг. ФI25039
Заказ № 29 Уч-изд.л.I.,печ.л.I,6 + вклейка.Тираж 500
Цена 5 коп

370033, Баку,Ага-Нейматулы,39. Группа множительной техники
АзНИПИнефти

gost.e-ecolog.ru