

Г. А. Гулуев, д-р техн. наук, scb_06@mail.ru, Ас. Г. Рзаев, д-р техн. наук, asifrzayev48@gmail.com,
Ф. Г. Пашаев, д-р техн. наук, pasha.farhad@gmail.com,
Институт систем управления Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку

Анализ процессов механизированной добычи нефти методами теории электрических цепей

Исследованы проблемы развития нефтегазового комплекса на последнем этапе эксплуатации, когда добыча нефти осуществляется механизированными способами. Описаны основные способы механизированной добычи в РФ и США. Особое внимание уделяется большой обводненности продукции на этой стадии добычи нефти. Проведен литературный обзор рассматриваемой проблемы и поставлена задача анализа и построения моделей процессов добычи нефти на стадии эксплуатации скважин механизированными способами с применением теории электрических цепей в целях рационального комплексного управления всеми процессами. Описывается типовая технологическая схема процесса добычи нефти механизированными способами. Обсуждается подобие технологических процессов добычи нефти процессам в электрических цепях: процесс закачки очищенной пластовой воды в нагнетательные скважины посредством блочных кустовых насосных станций (БКНС) установок подобен процессу подпитки аккумуляторной батареи с помощью генератора электроэнергии; процесс заполнения добывающей скважины вытесненной из пласта газожидкостной смесью под давлением нагнетательных скважин подобен процессу заряда конденсатора от аккумуляторной батареи; процесс подъема жидкости из добывающих скважин с помощью насосов добычи — процессу разрядки конденсатора на активную нагрузку. Приведена упрощенная электрическая схема типовой технологической схемы процессов добычи нефти на этой стадии. По приведенной электрической схеме замещения технологических процессов согласно законам теоретической электротехники построены модели процессов заряда аккумуляторной батареи, заряда и разряда конденсатора. Приведена таблица соответствия параметров технологических и электрических схем, на основе которой предложены упрощенные модели процессов закачки очищенной пластовой воды в нагнетательные скважины посредством БКНС, заполнения добывающей скважины под давлением нагнетательной скважины, подъема жидкости из добывающих скважин посредством насосов откачки, и условия, при которых достигаются различные режимы работы процессов механизированного способа добычи нефти.

Ключевые слова: добыча нефти, процесс, электрические цепи, давление, напряжение, расход, ток, скважина, модель

Введение

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 г. [1] одной из основных проблем развития нефтегазового комплекса является нерациональное недропользование, так как в основном все промыслы истощены, и нефтедобыча перешла на свой последний этап эксплуатации — стадию эксплуатации скважин механизированными способами. Для достижения стратегических целей развития отрасли необходима разработка и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи [2—4]. Следует отметить, что данная проблема является актуальной не только для России (коэффициент извлечения нефти в 2008 г. составил 30 %), но и для основных нефтедобывающих стран, где средняя проектная нефтеотдача составляет также около 30 % [5, 6].

Основным способом механизированной добычи является применение штанговых глубинно-насосных установок (ШГНУ) и погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН). Так, в РФ

на 41 % скважин эксплуатируется ШГНУ и на 54 % — ЭЦН [7]. Публикуемые данные свидетельствуют о том, что более 85 % скважин с механизированной добычей в США оснащены ШГНУ [8, 9]. ШГНУ является одним из самых универсальных способов механизированной добычи нефти. ШГНУ столь популярны из-за своей простоты, надежности и возможности применения в широком диапазоне условий эксплуатации.

При механизированной добыче нефти используются скважинные насосы трех основных типов: штанговые глубинные (ШГН), электроцентробежный (ЭЦН) и вставные (ВН) насосы. Применяются также насосы других типов: диафрагменные, инжекторные, вибрационные, гидropоршневые, но они распространены значительно реже, и их доля в общем энергопотреблении ничтожно мала [10].

Современное состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется тем, что большинство нефтедобывающих производств относятся к промыслам в поздней стадии эксплуатации, отличающимся повышенной обводненностью

продукции за счет закачки воды в пласт для поддержания пластового давления. Высокая обводненность продукции увеличивает стоимость добычи и приводит к коррозии трубопроводов и аппаратуры [11]. Так, например, в США обводненность нефти составляет порядка 90 % [12], тогда как на некоторых месторождениях мира эта цифра достигает 98 %. Средняя обводненность в РФ составляет порядка 86 % [13].

В течение последних десятилетий основным методом воздействия на пласты большинства месторождений является метод заводнения пластов [14—16], который характеризуется значительными объемами закачки воды в пласт. В результате применения заводнения в пласте формируются два типа остаточной нефти. Первый тип остаточной нефти образуется в промытых водой зонах нефтяного пласта и содержит большее количество тяжелых компонентов (смола, асфальтенов), чем исходная нефть [17]. Положение флюидов в поровом пространстве определяется смачиваемостью породы [18, 19]. Причинами образования остаточной нефти первого типа являются высокое межфазное натяжение на границе раздела вода—нефть—порода и огромная суммарная поверхность контакта нефти с породой [20].

Второй тип остаточной нефти мало отличается от исходной нефти месторождения, так как образуется в результате неполного вытеснения нефти из неоднородного коллектора. Причинами формирования остаточной нефти второго типа являются неоднородное строение породы-коллектора (наличие зон с различной проницаемостью), а также различные скорости фильтрации вытесняемого и вытесняющего флюидов [18, 21]. К остаточной нефти второго типа относится [20, 22]: нефть, остающаяся в слабопроницаемых поропластах и участках, не охваченных водой (27 %); нефть в застойных зонах однородных пластов (19 %); нефть, остающаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами (24 %). Таким образом, остаточная нефть второго типа является основным резервом при увеличении охвата пласта заводнением.

Отбор пластовой воды из залежей часто в десятки раз превышает текущий отбор нефти. В этих условиях регулирование закачки воды и отбора жидкости, чтобы не закачивать лишней объем воды в пласт и не извлекать из пласта попутной воды, которая не совершает полезной работы по вытеснению нефти, становится одной из наиболее актуальных и значимых задач [23].

Для регулирования процессов закачки воды в пласт и отбора жидкости из добывающих скважин необходимо иметь модель указанных процессов. Имея модель процессов, можно ставить задачи управления процессами.

Постановка задачи

Имеются различные модели [23—25], описывающие отдельные процессы нефтедобычи. Например, в работе [24, стр. 164—169] объем максимально возможного отбора жидкости из скважины при сохранении достаточной надежности работы насосного оборудования определяют из условия совместной работы системы пласт—насос—лифт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пр}} &= K_{\text{прод}}(P_{\text{кон}} - P_{\text{заб}}); \\ Q_{\text{ф.нас}} &= f(H, \Delta L, q_{\text{T}}, \eta), \end{aligned} \quad (1)$$

где $Q_{\text{пр}}$ — приток жидкости из пласта к скважине; $K_{\text{прод}}$ — коэффициент продуктивности скважины; $P_{\text{кон}}$ — контурное давление; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление; $Q_{\text{ф.нас}}$ — фактическая подача насоса; H — глубина спуска насоса по вертикали; ΔL — удлинение ствола скважины в месте подвески насоса (для наклонных скважин); q_{T} — теоретическая подача насоса; η — коэффициент подачи насоса.

Для прогнозирования количества отбора жидкости из скважины решают систему уравнений (1), первое из которых описывает приток жидкости из пласта, а второе — подачу насосной установки. Ясно, что количество отбираемой общей жидкости $Q_{\text{об.ж}}$ зависит от значения притока жидкости к скважине $Q_{\text{пр}}$ и фактической подачи насоса $Q_{\text{ф.нас}}$:

$$Q_{\text{об.ж}} = f(Q_{\text{пр}}, Q_{\text{ф.нас}}).$$

В заводненных месторождениях особенное значение имеет объем добываемой нефти, а не общей жидкости. Однако при больших притоках пластовой жидкости к скважине содержание нефти в ее составе существенно уменьшается, что приводит к неэффективным затратам электроэнергии и ресурсов оборудования и к добыче дополнительной воды. Для устранения этого недостатка в работе [22] предложено управлять отбором жидкости так, чтобы повысить количество отбираемой нефти в составе общей жидкости:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{об.ж}} K_{\text{н}},$$

где $K_{\text{н}}$ — доля нефти в общей жидкости.

Однако эти модели являются частными и не описывают весь процесс нефтедобычи в поздней стадии эксплуатации месторождения. В результате построенные модели не адекватно описывают весь процесс нефтедобычи. В данной статье для устранения этого недостатка и упрощения построения моделей процессов нефтедобычи ставится задача сравнительного анализа технологических процессов с хорошо изученными электрическими аналогами.

Решение задачи

Известна типовая технологическая схема процесса нефтедобычи в поздней стадии эксплуатации месторождений (рис. 1, см. третью сторону обложки), где газожидкостная смесь (1) из скважины (2) с помощью насосов добычи (3) поднимается на поверхность и по выкидным линиям (4) направляется в автоматизированные групповые замерные установки (5) для определения количества добываемой продукции по каждой скважине. После замера продукция скважин транспортируется по сборным коллекторам (6) до сепаратора (7). На сепараторе происходит первичное отделение газа (8). Частично разгазированная жидкость (9) с сепаратора поступает на установку предварительного сброса воды (УПСВ) (10) для сброса подтоварной воды из пластовой жидкости.

Пластовая вода, отделившаяся в аппаратах УПСВ (10) по водоводам (11) через установки песколовки (12) и нефтеловушки (13) поступает в блочные кустовые насосные станции (БКНС) (14), с помощью которых через нагнетательные скважины (15) закачивается в пласт (16). Под давлением воды в продуктивных горизонтах вытесняется газожидкостная смесь из пласта в добывающую скважину.

Для анализа технологической схемы добычи нефти механическими способами и построения модели технологических процессов воспользуемся их подобием процессам в электрических цепях. Так, процесс закачки очищенной пластовой воды в нагнетательные скважины посредством БКНС подобен процессу подпитки аккумуляторной батареи с помощью генератора электроэнергии. Процесс заполнения добывающей скважины вытесненной из пласта газожидкостной смесью под давлением нагнетательных скважин подобен процессу заряда конденсатора от аккумуляторной батареи. Процесс подъема жидкости из добывающих скважин с помощью насосов добычи подобен процессу разрядки конденсатора на активную нагрузку. Учитывая то обстоятельство, что указанные процессы происходят последовательно, электрическую схему замещения нефтедобычи механическими способами для одной нагнетательной и группы добывающих скважин можно представить в виде, показанном на рис. 2.

Здесь для простоты схемы замещения мы ограничились одной нагнетательной скважиной, а в действительности к точкам *a* и *b* притекают жидкости под давлением и других нагнетательных скважин.

Схема состоит из генератора электроэнергии (Γ) с выходной электродвижущей силой E ,

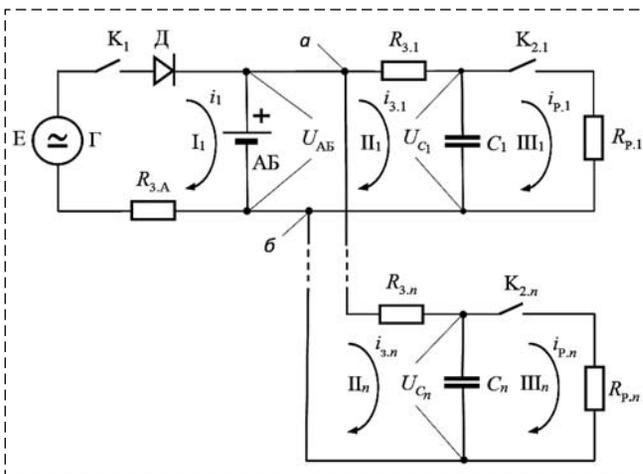


Рис.2. Электрическая схема замещения нефтедобычи в поздней стадии эксплуатации месторождения

Fig. 2. Equivalent electrical circuit of oil production in the late stage of field development

ключа (K_1), электрического диода (D), аккумуляторной батареи ($АБ$) с емкостью $C_{АБ}$, сопротивления заряда аккумуляторной батареи ($R_{3,АБ}$), сопротивления заряда ($R_{3,1}, \dots, R_{3,n}$) конденсаторов C_1, \dots, C_n , ключей ($K_{2,1}, \dots, K_{2,n}$), сопротивления разряда ($R_{p,1}, \dots, R_{p,n}$) конденсаторов C_1, \dots, C_n . В схеме i_1 — сила тока заряда $АБ$; $i_{3,1}, \dots, i_{3,n}$ — силы тока заряда конденсаторов C_1, \dots, C_n ; $i_{p,1}, \dots, i_{p,n}$ — силы тока разряда конденсаторов C_1, \dots, C_n .

Соответствие параметров технологического процесса нефтедобычи параметрам ее электрической схемы замещения приведены в таблице.

В схеме можно выделить три контура. В первом контуре происходит заряд аккумуляторной батареи, во втором — заряд конденсатора под напряжением аккумуляторной батареи, в третьем — разряд конденсатора на активную нагрузку. Контур Π_1, \dots, Π_n и $\text{III}_1, \dots, \text{III}_n$ относятся к добывающим скважинам, число которых обычно в несколько раз больше, чем нагнетательных.

Обратимся к некоторым результатам из теоретических основ электротехники [26, с. 332—335].

Напряжение между обкладками конденсатора при зарядке изменяется по следующему закону:

$$U_c = U - Ue^{-\frac{t}{\tau}} = U(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (2)$$

где U_c — напряжение на обкладках конденсатора; U — напряжение зарядного устройства; t — текущее время; $\tau = rC$ — постоянная времени заряда конденсатора.

Зарядный ток, который проходит по сопротивлению, определяется следующим равенством:

$$i_3 = \frac{U}{r} e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (3)$$

причем в момент включения зарядный ток имеет максимальное значение $I = U/r$ и с течением

Параметры технологического процесса нефтедобычи	Параметры электрической схемы замещения
$P_{\text{БКНС}}$ — давление на выходе БКНС БКНС Вентиль Обратный клапан $P_{\text{НС}}$ — давление нагнетательной скважины $Q_{\text{В}}$ — расход воды в нагнетательной скважине $R_{\text{БКНС}}$ — сопротивление нагнетательной скважины $R_{\text{дс}j}$ — общее сопротивление пласта от нагнетательных скважин до j -й добывающей скважины $Q_{\text{пр}j}$ — приток пластовой жидкости к j -й добывающей скважине $P_{\text{отд}j}$ — давление при отборе жидкости из j -й добывающей скважины $V_{\text{дс}j}$ — объем j -й добывающей скважины $K_{2,1}, \dots, K_{2,n}$ — ключ, вкл./откл., насоса откачки добывающих скважин 1, ..., n $Q_{\text{от}j}$ — производительность насоса откачки j -й добывающей скважины $R_{\text{от}j}$ — сопротивление на выходе j -го насоса откачки $P_{\text{0дс}j}$ — давление j -й добывающей скважины до начала отбора жидкости	E — электродвижущая сила генератора Γ — генератор K_1 — переключатель D — электрический диод $U_{\text{АБ}}$ — напряжение аккумуляторной батареи i_1 — сила тока заряда аккумуляторной батареи $R_{3,\text{АБ}}$ — сопротивление заряда аккумуляторной батареи R_{3j} — сопротивление заряда j -го конденсатора i_{3j} — сила тока заряда j -го конденсатора $U_{c,j}$ — напряжение заряда j -го конденсатора C_j — емкость j -го конденсатора $K_{2,1}, \dots, K_{2,n}$ — переключатель разряда конденсаторов i_{pj} — сила тока разряда j -го конденсатора R_{pj} — сопротивление разряда j -го конденсатора U_{0j} — напряжение на j -м конденсаторе до начала его разряда

нием времени постепенно уменьшается, стремясь к нулю.

За время $t = \tau$ зарядный ток уменьшается в $e \approx 2,72$ раз:

$$i_3 = \frac{U}{re} \approx \frac{1}{2,72} I = 0,37I,$$

а напряжение на конденсаторе за это же время возрастает от 0 до $0,63U$:

$$U_c = U \left(1 - \frac{1}{e} \right) \approx 0,63U.$$

Напряжение на электродах конденсатора при его разрядке изменяется по закону

$$U_c = Ue^{-\frac{t}{\tau}}. \quad (4)$$

Разрядный ток определяется равенством

$$i_p = \frac{U_c}{r} = \frac{U}{r} e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (5)$$

и изменяется пропорционально напряжению на обкладках, причем максимальное значение он имеет в начальный момент (при $t = 0$):

$$i_{p,\text{max}} = \frac{U}{r} = I.$$

Перепишем формулы (2)–(5) для контуров на рис. 2.

• Для контура I_1 напряжения на зажимах аккумуляторной батареи и зарядный ток $i_{3,\text{АБ}}$ аккумуляторной батареи определяются равенствами

$$U_{\text{АБ}}(t) = E \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_1}} \right); \quad (6)$$

$$i_1(t) = \frac{E}{R_{3,\text{АБ}}} e^{-\frac{t}{\tau_1}}, \quad (7)$$

где $\tau_1 = R_{3,\text{АБ}}C_{\text{АБ}}$ — постоянная времени заряда аккумуляторной батареи через сопротивление $R_{3,\text{АБ}}$.

На рис. 3 (см. третью сторону обложки) приведены графики изменения напряжения и силы тока заряда аккумуляторной батареи согласно формулам (6) и (7). Необходимо отметить, что аккумуляторная батарея при такой схеме подпитки всегда имеет остаточное напряжение. Вследствие этого в зависимости от установленных режимов подзаряда с помощью генератора и разрядки на конденсаторы C_1, \dots, C_n напряжение $U_{\text{АБ}}(t)$ на зажимах аккумуляторной батареи и зарядный ток $i_1(t)$ находятся в следующих пределах:

$$0 \leq U_{\text{АБ}}(t) \leq U_{\text{АБ max}}, \quad 0 \leq i_1(t) \leq i_{3,\text{max}}.$$

Как следует из рис. 2, значения $U_{\text{АБ}}(t)$ и $i_1(t)$ без учета притоков от других аккумуляторов в точки a и b зависят от параметра

$$\alpha_1 = \frac{i_1}{\sum_{j=1}^n i_{3j}}.$$

Справедливы следующие соотношения:

- при $\alpha_1 > 1$ напряжение $U_{\text{АБ}}(t)$ возрастает, а сила тока $i_1(t)$ убывает;
- при $\alpha_1 = 1$ напряжение $U_{\text{АБ}}(t)$ и сила тока $i_1(t)$ имеют постоянные значения;
- при $\alpha_1 < 1$ напряжение $U_{\text{АБ}}(t)$ убывает, а сила тока $i_1(t)$ возрастает.

Следовательно, управляя значением α_1 , можно достичь необходимого режима работы I_1 -го кон-

тура схемы замещения. Режим работы на рис. 3 (см. третью сторону обложки) выражается смещением тонкой линии параллельно оси U_{AB} , i_1 .

- Для контура Π_j напряжение и зарядный ток на конденсаторе C_j при зарядке имеют вид

$$U_{cj}(t) = U_{AB}(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{3j}}}); \quad (8)$$

$$i_{3j}(t) = \frac{U_{AB}}{R_{3j}} e^{-\frac{t}{\tau_{3j}}}, \quad (9)$$

где $t_{3j} = R_{3j}C_j$ — постоянная времени заряда конденсатора через сопротивление заряда R_{3j} .

В результате аналогичных рассуждений для контура Π_j получим:

$$0 \leq U_{cj}(t) \leq U_{cj \max}, 0 \leq i_{3j}(t) \leq i_{3j \max}.$$

Согласно рис. 2 значения U_{cj} и i_{3j} зависят от соотношения токов заряда и разряда конденсатора C_j :

$$\alpha_{3j} = \frac{i_{3j}}{i_{pj}}.$$

Нетрудно убедиться, что:

- при $\alpha_{3j} > 1$ $U_{cj}(t)$ возрастает, а $i_{3j}(t)$ убывает;
- при $\alpha_{3j} = 1$ $U_{cj}(t)$ и $i_{3j}(t)$ имеют постоянное значение;

- при $\alpha_{3j} < 1$ $U_{cj}(t)$ убывает, а $i_{3j}(t)$ возрастает.

Управляя значением α_{3j} , можно достичь необходимого режима работы контура Π_j схемы замещения, т. е. конденсатора.

- Для контура Π_j напряжение при разрядке конденсатора C_j и его разрядный ток имеют вид

$$U_{cj}(t) = U_{0j}(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{pj}}}); \quad (10)$$

$$i_{pj}(t) = \frac{U_{0j}}{R_{pj}} e^{-\frac{t}{\tau_{pj}}}, \quad (11)$$

где $\tau_{pj} = R_{pj}C_j$ — постоянная времени, характеризующая разряд конденсатора C_j на сопротивление; U_{0j} — напряжение на конденсаторе C_j до начала его разряда.

На рис. 4 (см. третью сторону обложки) приведены графики изменения напряжения и силы тока разрядки конденсатора согласно формулам (10) и (11).

С учетом таблицы соответствия параметров технологического процесса нефтедобычи процессам в электрических цепях, схемы ее замещения (см. рис. 2) и формул (6)–(11) для процессов нефтедобычи легко можно составить соответствующие выражения и графики изменения давления и расхода воды в нагнетательной скважине, изменения давления и притока жидкости к j -й добывающей скважине и

изменения давления и отбора жидкости из j -й добывающей скважины.

Для процесса закачки очищенной пластовой воды в нагнетательные скважины посредством БКНС имеем следующие выражения для расчета давления в них и расхода воды, поступающей к ним:

$$P_{НС}(t) = P_{БКНС}(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{НС}}}); \quad (12)$$

$$Q_{в}(t) = \frac{P_{БКНС}}{R_{НС}} e^{-\frac{t}{\tau_{НС}}}, \quad (13)$$

где $\tau_{НС} = R_{НС}C_{НС}$ — постоянная времени наполнения нагнетательной скважины под давлением на выходе БКНС.

Для процесса заполнения добывающей скважины, вытесненной из пласта газожидкостной смесью под давлением нагнетательных скважин, имеем следующие выражения для давления при заполнении j -й добывающей скважины и притока жидкости к ней:

$$P_{от.дсj}(t) = P_{НС}(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{з.дсj}}}); \quad (14)$$

$$Q_{прj}(t) = \frac{P_{НС}}{R_{дсj}} e^{-\frac{t}{\tau_{з.дсj}}}. \quad (15)$$

Здесь $t_{зj} = R_{дсj}V_{дсj}$ — постоянная времени наполнения добывающей скважины под давлением пластовой жидкости; $R_{дсj}$ — общее сопротивление пласта от нагнетательных скважин до j -й добывающей скважины; $V_{дсj}$ — объем j -й добывающей скважины.

Для процесса отбора жидкости из добывающих скважин с помощью насосов добычи имеем следующие выражения для давления из j -й добывающей скважины и отбора жидкости из нее:

$$P_{от.дсj}(t) = P_{0 дсj}(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{от.дсj}}}); \quad (16)$$

$$Q_{отj}(t) = \frac{P_{0 дсj}}{R_{отj}} e^{-\frac{t}{\tau_{от.дсj}}}. \quad (17)$$

Здесь $\tau_{от.дj} = R_{отj}V_{дсj}$ — постоянная времени, характеризующая отбор жидкости из добывающей скважины с помощью насосов добычи; $R_{отj}$ — сопротивление на выходе j -го насоса откачки; $V_{дсj}$ — объем j -й добывающей скважины, а $P_{0 дсj}$ — давление в ней до начала отбора жидкости.

Заключение

Результаты анализа процессов механизированной добычи нефти методами теории электрических цепей показали:

1. Технологические процессы: закачка воды в нагнетательные скважины посредством БКНС; заполнение добывающей скважины вытесненной из пласта газожидкостной смесью под давлением нагнетательных скважин; подъем жидкости из добывающих скважин с помощью насосов добычи аналогичны соответствующим электрическим процессам — заряду аккумуляторной батареи от генератора, заряду конденсатора от аккумуляторной батареи и разряду конденсатора на активную нагрузку.

2. Использование электрических аналогов технологических процессов упрощает процедуру построения моделей и повышает их адекватность.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy>.
2. Ибатуллин Р. Р., Ибрагимов Н. Г., Тахаутдинов Ш. Ф., Хисамов Р. С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. М.: Недра, 2004. 292 с.
3. Anand A., Ismaili A. De-Risking Polymer Flooding of High Viscosity Oil Clastic Reservoirs — A Polymer Trial in Oman. Paper SPE 181582 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26–28 September 2016.
4. Al-Kalbani H., Mandhari M. S., Al-Hadrami H., et al. Treating Back Produced Polymer to Enable Use of Conventional Water Treatment Technologies. Paper SPE 169719 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 31 March — 2 April 2014.
5. Крянев Д. Ю., Жданов С. А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом // Бурение и нефть. 2011. № 2. С. 22–26.
6. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Polymer Flooding: Establishing Specifications for Dissolved Oxygen and Iron in Injection Water. Paper SPE179614 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016.
7. Маркетинговое исследование рынка установок штанговых глубинных насосов. (2010) Аналитический отчет. Research.Techart: [электронный ресурс]. URL: <http://www.techart.ru/files/research/walking-beam-pumping-unit.pdf>.
8. Neely A. B., Tolbert H. E. Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin, "SPE Paper No. 14345, SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology, May, 1988. P. 645–648.
9. Neely A. B., Gibbs S. G. Computer Diagnosis of Downhole Condition in Soker Rod Pumping Wells // Journal of Petroleum Technology, January 1966, P. 91.
10. Хакимьянов М. И. Автоматизация управления системами электроснабжения: Электронное учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. 91 с.

11. Грайфер В. И., Галустьян В. А., Вилицкий М. М. Методология и практика управления инновационной деятельностью (на примере нефтедобывающей промышленности): Монография. М.: ГУЛ Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. 350 с.

12. Karmakar G. P., Chandrima Chacraborty. Improved oil recovery using polymer gelants: a review // Indian Journal of Chemical Technology. 2006. № 13. P. 162–167.

13. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ООО "Дизайн Полиграф Сервис", 2001.

14. Горбатилов В. А., Пальянов А. П. Модернизация систем ППД // Нефтяное хозяйство. 2000. № 10. С. 82–83.

15. Carlos A. Roscha, C. Stanley McCool, Stephen J. Randtke, Lanny G. Schoeling, M. Sophocleous. The use of gelled polymer technology for the containment groundwater. URL: <http://info.ngwa.org/gwol/pdf/890149595.PDF>.

16. Ильясов Б. Г., Шаньгин Е. С., Тагирова К. Ф., Танеев А. Р. Система автоматического управления добычей нефти из малодобитных скважин // Нефтепромысловое дело. 2004. № 8. С. 28–32.

17. Демахин С. А., Демахин А. Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во Гос.УНЦ "Колледж", 2003. 164 с.

18. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review // Energies. 2010. № 3. P. 1529–1575.

19. Gurgel A., Moura M. C.P. A., Dantas T. N.C., Barros Neto E. L., Dantas Neto A. A. Review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery // Brazilian Journal of Petroleum and Gas. 2008. № 2. P. 83–95.

20. Thomas S., Farouq Ali S. M. Status and Assessment of Chemical Oil Recovery Methods // Energy Sources. 1999. № 21. P. 177–189.

21. Сладовская О. Ю., Куряшов Д. А., Лахова А. И., Мингазов Р. Р., Исмагилов И. Ф., Вагапов Б. Р. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Казанского технологического университета. 2010. № 10. С. 585–591.

22. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Stasyeva L. A. Progress in Mining and Oilfield Chemistry. Vol. 2. Acad. Kiado, Budapest, 2000. P. 117.

23. Белов В. Г., Иванов В. А., Мусаев Х. Ц., Соловьев В. Я. Определение оптимальных эксплуатационных параметров системы нефтяной пласт-скважина-насос // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 100–102.

24. Андреев В. В., Уразаков К. Р., Далимов В. У. и др. Справочник по добыче нефти / Под ред. К. Р. Уразакова. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 374 с.

25. Рзаев Ас. Г. Управление нефтедобычи в поздней стадии эксплуатации месторождения. // 19 Международная научно-практическая конференция: "Научное обозрение физико-математических и технических наук в XXI веке". Россия, Москва. 2015. С. 35–39.

26. Нейман Л. Р., Демирчян К. С. Теоретические основы электротехники: В 2-х т. Т. 1. Л.: Энергоиздат. Ленинградское издание, 1981. 536 с.

Analysis of Processes Mechanized Oil Mining with the Methods Theory of Electrical Circuits

G. A. Guluyev, scb_06@mail.ru, As. H. Rzayev, asifrzayev48@gmail.com,

F. H. Pashyev, pasha.farhad@gmail.com,

Institute of Control Systems (Azerbaijan National Academy of Sciences), Baku, Az-1141, Azerbaijan

Corresponding author: Guluyev Gambar A., Institute of Control Systems,

Baku, Az-1141, Azerbaijan, e-mail: scb_06@mail.ru Accepted on May 20, 2020

Abstract

The authors investigate the problems of the development of the oil and gas complex at the last stage of operation, when oil is extracted by lifting. The main methods of lifting employed in the Russian Federation and the USA are described. A particu-

lar focus is placed on large water cuts at this stage of oil production. Literature on the issue under investigation is reviewed and the problem is set to analyze and construct models of oil production processes at the stage of well operation by lifting methods using network analysis (electrical circuits) in order to rationally manage all processes comprehensively. A typical flow chart of the oil production process by lifting methods is described. Technological processes of oil production are compared to processes in electric circuits. Thus the process of pumping purified formation water into injection wells by means of block cluster pumping units is similar to the process of recharging a battery using an electric power generator. The process of filling a production well with gas-liquid mixture displaced from the formation under pressure of injection wells is similar to the process of charging a capacitor from a battery, the process of lifting liquid from production wells using production pumps — to the process of discharging a capacitor on an active load. The simplified electrical diagram of a typical flow chart of oil production processes at this stage is given. Based on the given equivalent electrical circuit of technological processes, according to the laws of theoretical electrical engineering, models of the battery charging, capacitor charging and discharging processes are built. The table of correspondence of the parameters of technological and electrical circuits is presented on the basis of which the authors propose simplified models of the processes of pumping purified formation water into injection wells using unit cluster pumping stations, of filling a production well under pressure of the injection well, lifting liquid from production wells by means of suction pumps and conditions under which various operating modes of lifting processes are achieved.

Keywords: oil production, process, electrical circuits, pressure, voltage, consumption, current, well, model

For citation:

Guluyev G. A., Rzayev As. H., Pashyev F. H. Analysis of Processes Mechanized Oil Mining with the Methods Theory of Electrical Circuits, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2020, vol. 21, no. 12, pp. 675–681.

DOI: 10.17587/mau.21.675-681

References

1. The energy strategy of Russia for the period until 2030, available at: <http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy>.
2. **Ibatullin R. R., Ibragimov N. G., Takhautdinov Sh. F., Khisamov R. S.** Oil recovery at a late stage of field development, Moscow, Nedra, 2004, 292 p. (in Russian).
3. **Anand A., Ismaili A.** De-Risking Polymer Flooding of High Viscosity Oil Clastic Reservoirs — A Polymer Trial in Oman, Paper SPE 181582 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26–28 September 2016.
4. **Al Kalbani H., Mandhari M. S., Al-Hadrami H.** et al. Treating Back Produced Polymer to Enable Use of Conventional Water Treatment Technologies, *Paper SPE 169719 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman*, 31 March — 2 April 2014.
5. **Kryanev D. Y., Zhdanov S. A.** Application of enhanced oil recovery methods in Russia and abroad, *Burenie i Neft*, 2011, no. 2, pp. 22–26 (in Russian).
6. **Jouenne S., Klimenko A., Levitt D.** Polymer Flooding: Establishing Specifications for Dissolved Oxygen and Iron in Injection Water, *Paper SPE179614 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA*, 11–13 April 2016.
7. **Market** research of sucker rod pumps. (2010) Analytical report. Research. Techart. available at: <http://www.techart.ru/files/research/walking-beam-pumping-unit.pdf> (in Russian).
8. **Neely A. B., Tolbert, H. E.** (1988) Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin, *SPE Paper No. 14345, SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology*, May, pp. 645–648.
9. **Neely A. B., Gibbs S. G.** Computer Diagnosis of Down-hole Conditionis in Soker Rod Pumping Wells, *Journal of Petroleum Technology*, January 1966, pp. 91.
10. **Khakimyanov M. I.** Automation of management of power supply systems: an electronic textbook, Ufa, Publishing House of Ural State Technical University, 2011, 91 p. (in Russian).
11. **Grayfer V. I., Galustyants V. A., Vinitskiy M. M.** The methodology and practice of innovation management (case study of the oil industry), Moscow, GUL Neft i Gaz Publishing House of the Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin, 2002, 350 p. (in Russian).
12. **Karmakar G. P., Chandrima Chacraborty.** Improved oil recovery using polymer gelants: a review, *Indian Journal of Chemical Technology*, 2006, no. 13, pp. 162–167.
13. **Korshak A. A., Shammazov A. M.** Basics of oil and gas business. Textbook for high schools, Ufa, Dizayn Poligraf Servis LLC, 2001 (in Russian).
14. **Gorbatikov V. A., Palyanov A. P.** Modernization of FPM systems, *Neftyanoye khozyaystvo*. Moscow, 2000, no. 10, pp. 82–83 (in Russian).
15. **Carlos A. Roscha, C. Stanley McCool, Stephen J. Randtke, Lanny G. Schoeling, M. Sophocleous.** The use of gelled polymer technology for the containment groundwater, available at: <http://info.ngwa.org/gwol/pdf/890149595.PDF>.
16. **Ilyasov B. G., Shangin E. S., Tagirova K. F., Taneyev A. R.** System for automatic control of oil production from marginal wells, *Neftpromyslovoye delo*, 2004, no 8, pp. 28–32 (in Russian).
17. **Demakhin S. A., Demakhin A. G.** Selective methods for isolating water inflow into oil wells, Saratov, College Publishing House of the State Ural Science Center, 2003, 164 p. (in Russian).
18. **Alvarado V., Manrique E.** Enhanced oil recovery: an update review, *Energies*, 2010, no. 3, pp. 1529–1575.
19. **Gurgel A., Moura M. C.P. A., Dantas T. N.C., Barros Neto E. L., Dantas Neto A. A.** Review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery, *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 2008, no. 2, pp. 83–95.
20. **Thomas S., Farouq Ali S. M.** Status and Assessment of Chemical Oil Recovery Methods, *Energy Sources*, 1999, no. 21, pp. 177–189.
21. **The use of colloidal systems to increase oil recovery / O. Yu. Sladovskaya, D. A. Kuryashov, A. I. Lakhova, R. R. Mingazov, I. F. Ismagilov, B. R. Vagapov,** *Bulletin of Kazan Technological University*, 2010, no. 10, pp. 585–591 (in Russian).
22. **Altunina L. Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A.** Progress in Mining and Oilfield Chemistry, 2000, vol. 2, Acad. Kiado, Budapest, p. 117.
23. **Belov V. G., Ivanov V. A., Musayev Kh. T., Soloviev V. Y.** Determining the optimal operational parameters of the oil reservoir-well-pump system, *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2004, no. 7, pp. 100–102 (in Russian).
24. **Andreev V. V., Urazakov K. R., Dalimov V. U. et al.** Handbook of oil production, Moscow, Nedra-Biznesstsentr LLC, 2000, 374 p. (in Russian).
25. **Rzayev As. G.** Oil production management in the late stage of field development, *19th International Scientific and Practical Conference: Scientific Review of Physical, Mathematical and Technical Sciences in the XXI Century Russia*, Moscow, 24–25 July 2015, pp. 35–39 (in Russian).
26. **Neiman L. R., Demirchyan K. S.** Theoretical foundations of electrical engineering: in 2 volumes. Vol. 1, Leningrad, Energoizdat, Leningrad edition, 1981, 536 p. (in Russian).