



ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ УЭЦН С УЧЕТОМ РЫНОЧНОЙ КОНЬЮКТУРЫ

ГИНЗБУРГ Матвей Яковлевич

Первый заместитель генерального директора ООО «РИТЭК-ИТЦ»

Как правило, сегодня российские нефтяные компании комплектуют УЭЦН кабельными линиями, технические характеристики которых соответствуют параметрам скважинной продукции и длительно допустимой величине тока нагрузки. Если расчетное значение рабочего тока соответствует длительно допустимым токам нагрузки выбранной марки кабеля разных сечений, то выбирается наиболее дешевый кабель с сечением токоведущих жил. При этом потеря мощности в кабельной линии до последнего времени не рассматривалась как фактор, который следует учитывать при выборе сечения жилы кабеля. Такой чисто технический подход к выбору сечения жил кабеля сформировался еще в СССР при стабильно чрезвычайно низких тарифах на потребляемую электрическую энергию и ценах на кабельную продукцию. Сегодня же, когда тарифы на электроэнергию и цены на кабель устанавливает рынок, назрела необходимость в изменении действующего подхода к выбору сечения кабельной линии.

Применяемый российскими нефтяными компаниями технический подход к выбору кабельных линий УЭЦН, основанный на зависимости длительно допустимой величины тока нагрузки кабеля КПСППБП от температуры окружающей среды, сформировался еще во времена СССР и к настоящему времени устарел (рис. 1). До недавнего времени потеря мощности в кабельной линии даже не рассматривалась как фактор, который необходимо учитывать при выборе сечения жилы кабеля (рис. 2). Однако в условиях рыночной экономики, когда тарифы на потребляемую оборудованием электроэнергию и цены на кабельную продукцию устанавливает рынок, такой подход в принципе неприемлем. К примеру, API при выборе кабеля сегодня рекомендует определять наименьшее значение тока нагрузки, при котором высокая стоимость кабеля большего сечения будет компенсироваться снижением затрат на электроэнергию в течение всего срока службы кабеля (см. Recommended Practice for Application of Electric Submersible Cable Systems, API 11S5, 1993):

$$I = (K \cdot CD / RD \cdot PC \cdot Ph \cdot ECL)^{0.5}, \quad (1)$$

где I — минимальное значение тока нагрузки, при котором экономически оправдана замена кабеля меньшего сечения на кабель большего сечения, А;
 $K = 0,114$ — константа;
 CD — разница в ценах кабелей разных сечений, долл./1000 фут.;
 RD — разница в сопротивлении жил кабелей разных сечений, Ом/1000 фут.;
 PC — стоимость электрической энергии, долл./кВт·ч;
 $Ph = 3$ — число фаз;
 ECL — срок службы кабеля, лет.

С целью снижения потерь мощности в кабельных линиях некоторые нефтяные компании в последнее время комплектуют УЭЦН кабельными линиями, сечение жил которых превышает значения, допускающие их использование при планируемых токовых нагрузках. Так, на основе проведенных технико-экономических расчетов специалисты ТНК-ВР составили таблицу пороговых значений тока двигателя УЭЦН, при котором обеспечивается экономическая целесообразность увеличения сечения жил кабеля (см. Каверин М.Н. «Стратегия реализации проекта повышения энергоэффективности механизированного фонда в ТНК-ВР» // «Инженерная практика», № 5, 2011; Тарасов В.П. «Практический опыт применения программы «Автотехнолог-энергоэффективность» // «Инженерная практика», № 6, 2011).

В связи с тем, что стоимость кабеля и тариф на потребляемую электрическую мощность определяются конъюнктурой рынка, приведенные в этих работах пороговые значения токов следует рассматривать как показатели на конкретную дату проведения расчетов. Также необходимо учитывать и температуру среды, в которой будет работать кабель. Поэтому интерес представляет прежде всего методика расчета пороговых значений токов, при которых обеспечивается рентабельность перехода на использование более дорогой кабельной линии с увеличенным сечением жил, с учетом температурных параметров скважинной продукции, рыночной стоимости кабеля и потребляемой электрической энергии. Иными словами, инвестор принимает решение о реализации проекта только в том случае, когда обеспечен приемлемый индекс его рентабельности:

$$PI = D_T / \Delta\Pi_{КЛ} \quad (2)$$

где:

PI — индекс рентабельности;

D_T — величина денежного потока за период, в течение которого реализуется инвестиционный проект, руб.;
 $\Delta\Pi_{КЛ}$ — разница в ценах кабельных линий альтернативных сечений, руб.

Поскольку потери в кабеле и его цена пропорциональны длине кабельной линии, то формулу (2) можно записать следующим образом:

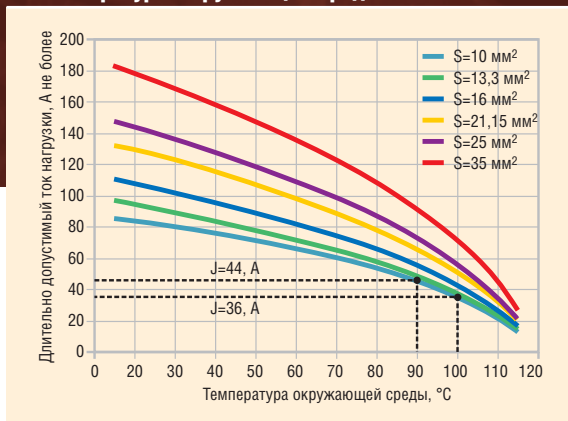
$$PI = D_{yT} / \Delta\Pi \quad (3)$$

где:

D_{yT} — удельная величина денежного потока за период, в течение которого реализуется инвестиционный проект, руб./км;
 $\Delta\Pi$ — разница в ценах на кабели альтернативных сечений, руб./км;

$$D_{yT} = W_{yc} \cdot C_3 \cdot T \cdot (1 - H), \quad (4)$$

Рис. 1. Зависимость длительно допустимой величины тока нагрузки кабеля КПСнБП по ТУ 16.К71-293-2002 от температуры окружающей среды



где:

W_{yz} — удельное годовое снижение энергопотребления в результате перехода на использование кабеля большего сечения, кВт·ч/км;

C_3 — стоимость потребляемой электрической энергии, руб./кВт·ч;

T — горизонт планирования, т.е. время в годах, за которое рассматриваются денежные потоки, лет;

H — норма налога на прибыль, доли ед.

Само же удельное годовое снижение энергопотребления рассчитывается по формуле:

$$W_{yz} = \Delta P \cdot \Phi_2 \cdot K_3, \quad (5)$$

где:

ΔP — снижение потерь мощности в кабельной линии длиной 1 км в результате перехода на использование кабеля большего сечения, кВт;

Φ_2 — годовой фонд времени, ч;

K_3 — коэффициент эксплуатации скважин.

Снижение потерь мощности в кабельной линии длиной 1 км:

$$\Delta P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot \Delta R_m, \quad (6)$$

где:

I — действующее значение рабочего тока электродвигателя, А;

ΔR_m — разница значений электрического сопротивления токопроводящей жилы кабеля альтернативных сечений при температуре окружающей среды, Ом/км,

$$\Delta R_m = \Delta R_{20} \cdot K_{m\text{жс}}, \quad (7)$$

где:

ΔR_{20} — разница значений электрического сопротивления токопроводящей жилы кабеля альтернативных сечений при температуре окружающей среды 20°C, Ом/км;

$K_{m\text{жс}}$ — коэффициент, корректирующий значение электрического сопротивления токопроводящей жилы кабеля в зависимости от ее температуры.

Значения электрического сопротивления токопроводящих жил кабеля длиной 1 км при температуре 20°C принимаются по табл. 1, а температурных коэф-

Таблица 1

Электрическое сопротивление токопроводящих жил кабеля длиной 1 км при температуре 20°C, R_{20} , Ом							
Номинальное сечение жилы, мм ²							
6	8	10	16	25	35	13,3	21,15
Электрическое сопротивление жил кабеля длиной 1 км при температуре 20°C, R_{20} , Ом							
по ГОСТ 22483-77				по ГОСТ 51777-2001			
3,08	2,25	1,83	1,15	0,727	0,524	1,400	0,863

фициентов — по табл. 2 (см. «Установки погружных центробежных насосов. Инструкция по эксплуатации ЕЮТИ.Н.354.000ИЭ». Производственный комплекс «Альметьевский насосный завод»).

Приняв $K_3 = 0,95$, $\Phi_2 = 8760$ ч и значение ΔP из формулы (6), получаем зависимость для расчета удельного годового снижения энергопотребления:

$$W_{yz} = 25 \cdot I^2 \cdot \Delta R_m \quad (8)$$

Для упрощения расчетов при определении значений ΔR_m можно пользоваться табл. 3.

ГОРИЗОНТ ПЛАНИРОВАНИЯ T

Время, за которое рассматриваются денежные потоки от реализации проекта перехода на использование кабельных линий больших сечений (горизонт планирования), устанавливает инвестор. Оно может быть принято равным сроку службы кабеля. Этот же срок предложен и в рекомендациях API.

В СССР нормативный срок службы кабельной линии составлял пять лет с правом применения коэффициента ускоренной амортизации, равного 1,2. Сегодня в бухгалтерском учете срок полезного использования оборудования, в том числе кабельных линий УЭЦН, устанавливают сами предприятия. В соответствии с ГОСТ 51777-2001 средний срок службы кабеля должен составлять не менее пяти лет. Если принятая инвестором величина T совпадает с физическим сроком службы кабельной линии, то формула (4) примет вид:

$$D_{y,T} = (W_{yz} \cdot T \cdot C_3 + \Delta L_c) \cdot (1 - H), \quad (9)$$

где:

ΔL_c — разница в ликвидационной стоимости амортизированных кабельных линий альтернативных сечений, руб.

Стремление максимально сократить отрезок времени, на который планируются денежные потоки от внедрения инвестиционных проектов, характерно для российского бизнеса: для большинства компаний текущие деньги всегда дороже плановых и не только по причине инфляции. Поэтому инвестор устанавливает приемлемый для компании период времени, в течение которого индекс рентабельности инвестиционного проекта должен достичь заданной величины. Этот период, как правило, меньше срока полезного использования оборудования. В этом случае в денежном потоке ликвидационная стоимость амортизированной кабельной линии не учитывается.

Таблица 2

Температурные коэффициенты, $K_{Tж}$											
Температура пластовой жидкости, °С											
20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
1	1,06	1,12	1,18	1,24	1,30	1,35	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65

ТАРИФ НА ПОТРЕБЛЯЕМУЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ $C_э$

Распределенные по годам горизонта планирования денежные потоки неодинаковы по двум причинам: из-за ежегодного роста тарифов на потребляемую электрическую энергию и из-за снижения стоимости денег. Поэтому денежные потоки должны рассчитываться с учетом обоих этих факторов.

В связи с установившейся в нефтяной отрасли практикой оплаты продукции по факту поставки и даже с отсрочкой платежа поступление денежного потока от реализации рассматриваемого инвестиционного проекта может начаться сразу же после получения кабеля заказчиком.

В этой связи коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$K_0 = ((1 + r) / (1 + i))^{t-1}, \quad (10)$$

где:

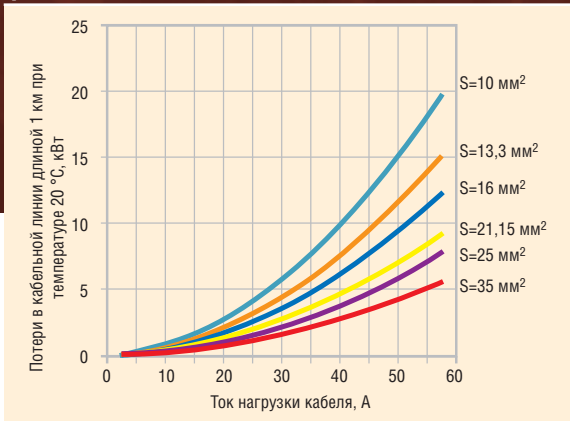
- K_0 — коэффициент дисконтирования;
- r — ожидаемый рост стоимости электроэнергии, доли ед.;
- i — ожидаемый уровень инфляции, доли ед.;
- t — шаг расчета.

В период принятия инвестиционного решения нет точных данных о показателях роста стоимости электроэнергии и уровне инфляции по годам горизонта планирования, поэтому в расчетах принимаются экспертные оценки величин их среднегодовых значений.

С учетом формул (8) и (10) формулу (4) можно записать следующим образом:

$$D_{ст} = 25 \cdot I^2 \cdot \Delta R_m \cdot C_э \cdot \sum_{m=1}^T \left(\frac{1+r}{1+i} \right)^{t-1} \cdot (1-H) \quad (11)$$

Рис. 2 Потери мощности в кабельных линиях различных сечений



Подставляя в формулу (3) значение $D_{ст}$ (11), получаем:

$$PI = \frac{25 \cdot I^2 \cdot \Delta R_m \cdot C_э \cdot \sum_{m=1}^T \left(\frac{1+r}{1+i} \right)^{t-1} \cdot (1-H)}{\Delta I} \quad (12)$$

Решая зависимость (12) относительно I , можно определить минимальное значение тока, при котором обеспечивается заданный инвестором индекс рентабельности инвестиционного проекта замены кабельной линии меньшего сечения на кабельную линию большего сечения:

$$I = 0,2 \left[\frac{PI \cdot \Delta I}{\Delta R_m \cdot C_э \cdot \sum_{m=1}^T \left(\frac{1+r}{1+i} \right)^{t-1} \cdot (1-H)} \right]^{0,5} \quad (13)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, сечение используемой в составе УЭЦН кабельной линии определяется:

- токовой нагрузкой,
- условиями эксплуатации,
- рыночной стоимостью кабелей различных типов (руб./км),
- стоимостью потребляемой электрической энергии (руб./кВт·ч),
- инвестиционной политикой нефтяной компании. ♦

Таблица 3

Альтернативные сечения кабеля, мм²		Температура пластовой жидкости, °С									
S_1	S_2	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
10	13,3	0,43	0,46	0,48	0,51	0,53	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66
10	16	0,68	0,72	0,76	0,80	0,84	0,88	0,92	0,96	1,00	1,04
10	21,15	0,97	1,03	1,09	1,14	1,20	1,26	1,31	1,36	1,42	1,48
10	25	1,10	1,17	1,23	1,30	1,36	1,43	1,49	1,56	1,62	1,68
13,3	16	0,25	0,27	0,28	0,30	0,31	0,33	0,34	0,35	0,37	0,38
13,3	21,15	0,43	0,46	0,48	0,51	0,53	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66
13,3	25	0,67	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03
16	21,15	0,29	0,31	0,32	0,34	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43	0,44
16	25	0,42	0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,57	0,59	0,62	0,64
21,15	25	0,14	0,15	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,21